



Munich Personal RePEc Archive

An Estimation of the Short-Run Price Elasticity of Electricity Demand in the Dominican Republic

Ivan Guzman and Ricardo Salazar

July 2017

Online at <https://mpra.ub.uni-muenchen.de/92083/>

MPRA Paper No. 92083, posted 11 February 2019 09:30 UTC

An Estimation of the Short-Run Price Elasticity of Electricity Demand in the Dominican Republic

Ivan Guzman
guzmanay@ualberta.ca

Ricardo Salazar
r.e.s.alberti@gmail.com

July 2017

Abstract

This paper presents a theoretical model for the optimization of the decision-making process of power purchase of the electric utility companies of the Dominican Republic, taking into account the demand of end-users of the service, the short-term marginal cost of energy in the wholesale power market, and the budgetary constraints of the utility companies. This model was applied to estimate the short-term price elasticity of electricity demand for the three largest electric utility companies of the Dominican Republic, during the period 2007-2016; this evaluation was made using time series analysis techniques. The elasticities estimated were in the range of -0.012 to -0.018. It is also explored if these values undergo intraday variations. The paper closes outlining some welfare implications of the results obtained as well as policy recommendations.

Keywords: Power Markets, Economics of Regulation, Electricity Demand, Electric Utilities

JEL Codes: L11, L13, L43, L52, L94

Estimación de la Elasticidad-Precio de Corto Plazo de la Demanda de Electricidad en República Dominicana

Ivan Guzman

Ricardo Salazar

Resumen

La presente investigación plantea un modelo teórico de optimización de las decisiones de compra de energía de las empresas distribuidoras de electricidad de la República Dominicana, tomando en cuenta la demanda de los usuarios del servicio, el costo marginal de corto plazo de la energía, y las restricciones financieras de estas empresas. Este modelo se utilizó para estimar la elasticidad-precio de corto plazo de la demanda de electricidad de las tres empresas distribuidoras de electricidad más grandes del país, durante el período 2007-2016; para lo cual se emplearon técnicas de análisis de series de tiempo. Las elasticidades estimadas estuvieron en el rango de -0.012 a -0.018. También exploramos si estos valores registran variaciones importantes a lo largo del día. Finalmente, se presenta una ponderación de las implicaciones de los resultados obtenidos en términos del bienestar social.

Palabras Claves: Mercados Eléctricos, Economía de la Regulación, Demanda de Electricidad, Empresas de Servicio Público de Electricidad

Códigos JEL: L11, L13, L43, L52, L94

Indice de Contenido

1	Introducción	4
2	Revisión Bibliográfica	5
3	El Mercado Eléctrico Dominicano	8
3.1	Descripción	8
3.2	Readquisición de las Empresas Distribuidoras por Parte del Estado	10
3.3	Planificación del Despacho y Transacciones Económicas	12
4	Descripción de la Situación de las Empresas Distribuidoras	13
5	Consideraciones Teóricas	16
5.1	Modelación del Problema de la Empresa Distribuidora	18
6	Los Datos	23
6.1	Descripción	23
6.2	Pruebas de Raíz Unitaria	26
7	Enfoque Empírico	29
8	Resultados	33
9	Conclusiones	38
	Referencias Bibliográficas	41
	Anexos	46

1. Introducción

El sistema eléctrico dominicano se caracteriza, desde hace décadas, por una deficiente capacidad de producción de energía eléctrica, altos niveles de pérdidas, robo generalizado y poca voluntad administrativa, constituyéndose en uno de los principales obstáculos para el crecimiento de la economía del país.

La interacción entre la oferta y demanda, cómo responden los agentes a los cambios de las condiciones del entorno y cómo impacta esto en el bienestar social, son sólo algunos de los elementos relativos a esta industria que requieren mayor estudio. Por lo tanto, conocer estos aspectos aportaría importante información para la toma de futuras decisiones por parte de los agentes involucrados en el sector.

La presente investigación, que pretende servir de referencia para futuras discusiones, estudia la relación entre las compras de energía de las empresas distribuidoras de electricidad y el Costo Marginal de Corto Plazo de la energía en el mercado eléctrico mayorista de la República Dominicana. Para estos fines, se realiza un análisis del proceso de toma de decisiones de las empresas distribuidoras, del cual se deriva un modelo matemático, que luego es estimado utilizando distintas técnicas de análisis de series de tiempo.

El estudio abarca el periodo comprendido entre enero de 2007 y diciembre de 2016. Se utilizaron los datos de energía adquirida por las empresas distribuidoras para cada hora del período de estudio, así como los correspondientes costos marginales de energía a los que se valorizaron dichas transacciones.

En la sección 2, se presenta una breve reseña bibliográfica sobre los distintos enfoques

empíricos que se pueden seguir al momento de estudiar la relación entre precio y demanda de electricidad. En la sección 3, se hace una descripción del mercado eléctrico dominicano, en particular se puntualizan algunos detalles sobre el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista.

A continuación, presentamos una breve descripción de la situación de las empresas distribuidoras de electricidad, enfocándonos en los determinantes de los problemas financieros que las aquejan. En la sección 5, planteamos algunas consideraciones de orden teórico sobre las características de la relación precio-consumo en el mercado eléctrico dominicano y proponemos una formulación matemática para describir el problema de las empresas distribuidoras. En la sección 6, describimos los datos y exploramos algunas de sus características estadísticas.

La sección 7 contiene la descripción de la estrategia de estimación utilizada, así como su motivación. Posteriormente, se presentan los resultados obtenidos así como algunas conclusiones y recomendaciones que se desprenden del estudio. Particularmente nos enfocamos en el efecto de la baja elasticidad-precio de la demanda sobre el bienestar social en una industria que, como la eléctrica, es altamente concentrada.

2. Revisión Bibliográfica

El estudio de la elasticidad-precio de la demanda de electricidad ha sido un tópico de interés en el área de economía energética por décadas. Sin embargo, la propagación en años recientes de los mercados eléctricos liberalizados y el desarrollo de tecnologías que permiten la formación horaria de precios, basada en la interacción instantánea entre oferentes

y demandantes, ha incentivado la investigación detallada del comportamiento de la demanda de electricidad.

A grandes rasgos, podemos caracterizar estos estudios en dos grupos, por un lado aquellos que se enfocan en la respuesta del cliente final a las variaciones en los precios de la electricidad, reflejadas generalmente en la tarifa que este percibe; y por otro lado, los estudios dedicados al comportamiento agregado de la demanda de electricidad, utilizando las transacciones que se generan en el mercado eléctrico mayorista.

Dentro del primer grupo, podemos destacar a Hausman *et al.* (2015), quien utiliza los datos de un proyecto piloto de implementación de tarifa de tiempo de uso entre usuarios residenciales en Connecticut, abarcando 199 hogares entre 1975 y 1976. Los autores del estudio derivan una función de demanda mediante la resolución del problema del consumidor, en el cual el consumo de electricidad en cada período se considera como un bien diferenciado del resto. La estimación del modelo arrojó una elasticidad-precio de la demanda de electricidad en el rango -0.13 a -0.22, dependiendo del período del día.

Reiss (2005) analiza una muestra de 1,300 hogares en California, modelando la demanda de electricidad en función de los precios, los efectos eléctricos del hogar y el ingreso. Como resultado, este estudio arrojó una elasticidad media anual de -0.39.

Los estudios que se enfocan en el comportamiento de la demanda agregada a nivel del mercado eléctrico mayorista, dentro de los cuales se enmarca la presente investigación, generalmente utilizan análisis de series de tiempo para caracterizar el comportamiento de la demanda de electricidad, utilizando para esto los registros de transacciones horarias o

intra-horarias. Por lo general las elasticidades arrojadas tienden a ser bastante reducidas.

Por ejemplo, en Fan & Hyndman (2011), se estudia el comportamiento de la elasticidad de la demanda en el mercado eléctrico mayorista de Australia Meridional, utilizando datos de transacciones intra-horarias durante el período 1997-2008. Esta investigación arrojó elasticidades en el rango de -0.36 a -0.43.

Por otro lado, D'Errico & Bollino (2015) utiliza técnicas de estimación bayesiana para evaluar la respuesta de la demanda a las variaciones en el precio en el mercado de subastas competitivas de corto plazo (*day ahead market*) en el mercado eléctrico de Italia. El análisis comprendió el período enero-diciembre de 2011, resultando una elasticidad promedio de -0.06.

La Tabla 1 es una adaptación de Fan & Hyndman (2011), presenta un sumario representativo (aunque por supuesto no exhaustivo) de la literatura relativa a este tema.

Tabla 1
RESULTADOS DE ESTUDIOS SOBRE ELASTICIDAD PRECIO DEMANDA
ELECTRICIDAD

Investigadores	Región	Sector	Elasticidad
Hausman, J.A. et. al. (1979)	Connecticut, E.U.A	Residencial	-0.13 a -0.22
Bohi & Zimmerman (1984)	E.U.A. (varias distribuidoras)	Residencial, Industrial y Comercial	Corto Plazo: -0.2 Largo Plazo: -0.7
Filippini (1999)	Suiza (40 ciudades)	Residencial	-0.3
Beenstock, Goldin & Natbot (1999)	Israel	Residencial e Industrial	Residencial: -0.21 a -0.58 Industrial: -0.002 a -0.44
King & Chatterjee (2003)	California	Residencial y Comercial	-0.1 a -0.4
Reiss (2005)	California	Residencial	-0.39
Taylor, Schwarz & Cochell (2005)	Reino Unido	Industrial	-0.05 a -0.26
Bernstein & Griffin (2006)	E.U.A. (varios estados)	Residencial y Comercial	Residencial: -0.20 Comercial: -0.21
Chiara & Bollino (2015)	Italia	Mercado Eléctrico Mayorista	-0.06

Fuente: Tomado de Fan & Hyndman (2010) y complementado con la inclusión de varios estudios de interés.

3. El Mercado Eléctrico Dominicano

3.1. Descripción

A finales de los años 1990s, la República Dominicana experimentó una serie de reformas orientadas a la liberalización de sectores de la economía que hasta ese entonces eran controlados por el Estado, a esto se le denominó proceso de capitalización de las empresas públicas. Una de estas reformas consistió en la liberalización del sector eléctrico, la cual promovió la competencia, estableció un modelo de regulación económica y abrió el mercado a la inversión del sector privado.

Hasta ese momento, el servicio eléctrico en casi todo el país¹ era abastecido por la empresa estatal Corporación Dominicana de Electricidad (CDE); esta era una empresa verticalmente integrada que realizaba las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. En adición, en el país operaban varias empresas en la modalidad de productores privados independientes (IPPs). Estas producían electricidad y la expendían a la CDE por medio de contratos bilaterales.

A raíz del proceso de reforma de la industria eléctrica, la CDE fue disgregada en 7 empresas:

i-) Una empresa de transmisión –que continuaría siendo de propiedad estatal. ii-) Una empresa de generación hidroeléctrica, de propiedad estatal y que se encargaría de operar y comercializar la electricidad producida por las centrales hidroeléctricas dominicanas. iii-)

Dos empresas de generación, denominadas Empresa de Generación de Electricidad Itabo y Empresa de Generación de Electricidad Haina, en las cuales se permitiría una participación

¹Existían zonas desconectadas de la red principal y que eran abastecidas totalmente por empresas privadas. Esto ocurría principalmente en regiones turísticas como Punta Cana y Las Terrenas.

privada de hasta el 50% del capital social. iv) Tres empresas de distribución de electricidad: EDESUR, EDENORTE y EDEESTE, en las cuales se permitiría una participación privada de hasta el 50% del capital social.

Luego de la apertura del sector eléctrico a la inversión privada, en el año 2001 entró en vigencia la Ley General de Electricidad (Ley 125-01). La cual delimitó las funciones y responsabilidades a los agentes públicos y privados de los sub-sectores de generación, transmisión, comercialización y distribución.

La Comisión Nacional de Energía (CNE) fue establecida en el año 2001 bajo la ley 125-01, y es la encargada de definir las políticas energéticas del país, además de supervisar todo lo concerniente a las energías renovables como lo establece la Ley de Incentivo a las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07). La Superintendencia de Electricidad (SIE), también creada bajo la Ley 125-01, tiene como misión supervisar el cumplimiento de la ley y su reglamento, así como la regulación técnica y económica del mercado eléctrico.

El sector eléctrico dominicano está compuesto por quince empresas de generación, una única empresa de transmisión y cuatro empresas de distribución. Adicionalmente, existen cinco sistemas aislados. La Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (CDEEE)² es la administradora general de todas las empresas eléctricas donde el Estado Dominicano tiene participación mayoritaria.

El Organismo Coordinador (OC) es la institución responsable de coordinar la operación de las instalaciones de las empresas de generación, transmisión y distribución del Sistema Eléctrico

²Este es el nombre con el que la Ley General de Electricidad denominó lo que quedó de la otrora CDE y cuyas funciones se reducen a la de coordinar y administrar la inversión gubernamental en el sector eléctrico.

Nacional Interconectado (SENI). También es el encargado de administrar el mercado eléctrico mayorista, que no es más que el “mercado eléctrico en el cual interactúan las Empresas Eléctricas de Generación, Transmisión y Distribución y Comercialización, así como los Usuarios No Regulados, comprando, vendiendo y transportando electricidad. Comprende el Mercado de Contratos y el Mercado Spot” (Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, 2002).

El mercado spot fija precios de venta de electricidad al costo variable de despacho de la última central despachada para satisfacer la demanda, dicho costo variable se denomina Costo Marginal de Corto Plazo de energía del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI)(Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, 2002). A este mecanismo de fijación de precios se le denomina mercado marginalista. La Ley, a su vez, establece que las distribuidoras no deben comprar más del 80% de su demanda eléctrica por contrato, y que el 20% restante deberá ser suplido por el mercado spot.

3.2. Readquisición de las Empresas Distribuidoras por Parte del Estado

El proceso de incorporación de capital y gestión privada en la administración de las empresas distribuidoras de electricidad sufrió un primer revés en el año 2003. Como consecuencia de la persistente inviabilidad financiera de las empresas EDENORTE y EDESUR, el socio privado de éstas, la empresa española Unión Fenosa, decidió abandonar la sociedad. Lo anterior se hizo efectivo en agosto de 2003, cuando a través de una negociación entre el gobierno dominicano y Unión Fenosa, el primero adquirió la participación de la última en las empresas distribuidoras EDENORTE y EDESUR (Ministerio de Hacienda de la República

Dominicana, 2003).

La empresa EDEESTE continuó siendo operada por el socio privado de la misma hasta el año 2009. En mayo de dicho año, este socio acordó vender su participación accionaria en la empresa distribuidora al gobierno dominicano, como resolución de una disputa arbitral entre ambos (Trust Company of the West v. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, 2009).

De las muchas consecuencias que se derivan de la re-estatización de las tres empresas distribuidoras que se crearon a raíz del proceso de reforma del sector eléctrico, una de las más importantes es su impacto fiscal. Al convertirse en empresas de carácter público, las necesidades financieras de estas pasaron a formar parte integral del gasto público (Gobierno Dominicano, 2004).

Adicionalmente, se puede argumentar que la ausencia de presión externa por parte de un operador privado contribuyó a relajar la política tarifaria, con el consecuente efecto en la acumulación de subsidios. En efecto, en el período noviembre 2008-diciembre 2016, la tarifa eléctrica recibida por los usuarios del servicio sólo se ajustó en 4 ocasiones, siendo el incremento acumulado en este lapso de 35%³. El último ajuste a la tarifa eléctrica de los usuarios finales se produjo en junio de 2011 (Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana, 2011b).

³Estimación de los autores realizada utilizando las resoluciones de fijación de tarifa de la Superintendencia de Electricidad (ver Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana (2009a,b, 2010, 2011b)).

3.3. Planificación del Despacho y Transacciones Económicas

Las empresas distribuidoras de electricidad adquieren la energía que venden a sus usuarios a través de contratos bilaterales y de compras en el mercado spot. En el primer caso, la distribuidora acuerda adquirir con un generador una cantidad determinada de energía cada mes, la cual es facturada a un precio que, por lo general, es indexado utilizando la variación del costo de algún combustible de referencia en el mercado internacional.

En cambio, las compras en el mercado spot se realizan al Costo Marginal de Corto Plazo de la energía en la hora en la que se produjo el retiro de esa energía en el SENI. Como ya mencionamos, este costo marginal de la energía no es más que el costo variable de despacho⁴ de la unidad de generación eléctrica más costosa que generó energía en dicha hora. Esta unidad fija el costo marginal de la energía en esa hora y todos los intercambios de energía que se producen son valorizados a dicho precio.

Los intercambios horarios de energía y el establecimiento de los costos marginales, se realizan tomando como punto de partida el Programa Semanal de Operación. Este es elaborado por el Organismo Coordinador, utilizando la información que envían los agentes del mercado eléctrico mayorista, y cubre desde el sábado al viernes de cada semana. Este programa contiene los costos variables de producción de todas las centrales termoeléctricas, así como el pronóstico horario de generación disponible, demanda y energía no abastecida (Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, 2002). Cada día, utilizando el programa semanal y los datos que envían los distintos agentes, el Organismo Coordinador

⁴El costo variable de despacho de una unidad de generación es su costo variable de producción afectado por un factor de penalización (denominado factor nodal) por las pérdidas asociadas al transporte de la energía producida por esa máquina.

elabora el Programa Diario de Operación, el cual establece los lineamientos para la operación en tiempo real del día siguiente.

Luego de que el programa diario es publicado, los agentes tienen determinado tiempo para modificarlo sin sufrir penalidad. La resolución de la Superintendencia de Electricidad No. SIE-041-2013 (Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana, 2013) da la posibilidad a cada agente de modificar su pronóstico del día, estableciendo sanciones en aquellos casos en que un agente se desvíe del programa en un porcentaje mayor al 10% (Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana, 2012). Debemos resaltar que las modificaciones permitidas sólo se limitan a las cantidades demandadas y ofertadas, mientras que los datos que afectan los cálculos de los costos variables de producción no pueden ser alterados.

Este esquema permite a las empresas distribuidoras tener cierto grado de libertad para alterar su demanda horaria de energía en función de los movimientos en el costo marginal. Sin embargo, el margen de maniobra es limitado por la existencia de las penalidades mencionadas.

4. Descripción de la Situación de las Empresas Distribuidoras

Desde los orígenes de la reforma del sector eléctrico dominicano, a finales de la década de 1990, las empresas distribuidoras de electricidad han tenido serios problemas financieros. Aunque las causas son múltiples, estas dificultades se originan en dos aspectos fundamentales: la incapacidad de reducir los niveles de pérdidas y la existencia de tarifas que no reflejan los costos reales.

En lo que respecta al primer factor, los altos niveles de pérdidas de electricidad —superiores

al 30%— (Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales, 2017) han sido una de las constantes en la industria eléctrica dominicana. A pesar de las mejoras temporales que se han verificado en el pasado, la evidencia indica que en este aspecto no ha sido posible lograr avances sostenidos en el tiempo. Las razones que explican los elevados niveles de pérdidas son múltiples, pero los expertos coinciden en atribuir las mismas fundamentalmente al mal estado de las redes, a la pobre gestión comercial de las empresas distribuidoras y a la ausencia de una cultura de pago del servicio eléctrico en algunos sectores sociales (The Economist Intelligence Unit, 2015).

Precisamente, uno de los objetivos de la capitalización de la Corporación Dominicana de Electricidad era atraer socios que pudieran aportar las inversiones necesarias para reducir las pérdidas y el conocimiento de las mejores prácticas internacionales en gestión del negocio de distribución y comercialización de electricidad. Sin embargo, a pesar de algunos logros iniciales, las nuevas empresas capitalizadas fueron incapaces de mantener niveles de eficiencia mínimamente aceptables (The Economist Intelligence Unit, 2015). Esta situación continuó al ser readquiridas por el Estado, sin que hasta la fecha se hayan alcanzado avances significativos en dicho sentido.

En relación al tema tarifario, este ha seguido una trayectoria compleja en República Dominicana, principalmente debido a la complicada estructura de subsidios directos e indirectos con la que históricamente ha operado el sector eléctrico. Desde enero del año 2000, cuando debió realizarse una revisión tarifaria y la autoridad optó por no transferir a los usuarios todo el ajuste y subsidiar la diferencia (Ministerio de Estado de Industria y Comercio, 2000), hasta el día de hoy, han existido y coexistido subsidios directos en la factura,

subsidios cruzados entre usuarios, subsidios geográficos, subsidios focalizados y subsidios a las compras de electricidad de las empresas distribuidoras, entre otros esquemas.

Un análisis detallado del alcance y la efectividad de las distintas modalidades de subsidio que han sido ensayadas en el sector eléctrico dominicano escapa al alcance de este trabajo; esta breve reseña tiene un objeto más bien ilustrativo de la incidencia que este tema tiene en la situación financiera de las empresas distribuidoras. Para una perspectiva más completa sobre este tópico ver NRECA International, LTD. (2004).

Debido a que la tarifa eléctrica no refleja las variaciones en los costos de producción de la energía, los ingresos mensuales de las empresas distribuidoras en un mes determinado dependen de la cantidad de energía suministrada y de los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas en ese lapso de tiempo. Esto no representaría un problema si la tarifa media tuviera un nivel suficientemente alto para cubrir el costo de compra más las pérdidas; sin embargo este no siempre es el caso.

Por esta razón, el abastecimiento de la demanda en un 100% impactaría negativamente el flujo de efectivo de las empresas distribuidoras, haciendo insostenible la operatividad del sector eléctrico. Ante esta realidad, en el año 2005 el Gobierno Dominicano se comprometió a mantener un suministro promedio de 70% de la demanda total de electricidad. De esta forma se buscaba mantener un nivel de satisfacción de la demanda relativamente estable, sin que ello impusiera una carga insostenible para las finanzas públicas (Gobierno Dominicano, 2005).

El objetivo de 70% era un promedio para todos los usuarios, pero en la práctica esto se

reflejaba en distinta proporción para cada tipo de cliente. Aquellos que vivían en zonas con bajos niveles de pérdidas no técnicas y que por su elevado nivel de consumo pagaban una tarifa media sin subsidio, recibían un suministro de 100%, mientras que los usuarios en zonas marginadas altamente subsidiadas percibían una calidad de servicio inferior a la meta establecida (Gobierno Dominicano, 2005).

Tabla 2
INDICADORES EMPRESAS DISTRIBUIDORAS AÑO 2016

	UNIDAD	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	TOTAL
Superficie Servida	Km2	16,475	19,060	11,485	47,020
Clientes Facturados		619,509	855,585	639,811	2,114,904
Energía Comprada	GWh	4,977.1	4,070.0	4,500.8	13,548
Energía Facturada	GWh	3,550.5	2,900.7	2,827.3	9,279
Densidad Clientes	Clientes/Km2	37.6	44.9	55.7	45.0
Densidad Energía	KWh/Km2	302,100.2	213,536.2	391,885.1	288,130.6
Factura Compra Energía	Millones US\$	539.5	447.2	419.5	1,406
Ventas de Energía	Millones US\$	621.3	474.7	472.9	1,569
Cobros Totales	Millones US\$	595.4	470.0	447.1	1,513
Pérdidas de Energía	%	28.7%	28.7%	37.2%	31.5%
Resultado de Compra-Venta de Energía	Millones US\$	55.9	22.8	27.6	106.3
Flujo de Caja Operacional	Millones US\$	-168.2	-116.8	-59.2	-344.2

Fuente: Elaboración propia con datos del Informe de Desempeño del Sector Eléctrico 2016.

De tal forma que, mientras el problema de una empresa distribuidora en un mercado típico es proveer toda la electricidad que demanden sus clientes, en el mercado dominicano el dilema al que estas empresas se enfrentan es más complejo. Se trata de cómo proveer el mayor nivel de satisfacción posible a sus usuarios, con un nivel mínimamente aceptable de abastecimiento del servicio, y manteniendo las pérdidas dentro de los límites presupuestados.

5. Consideraciones Teóricas

La energía eléctrica es un bien cuyo almacenamiento a gran escala es técnica y económicamente poco factible. Como consecuencia, en los sistemas eléctricos interconectados la electricidad producida es consumida instantáneamente. Esto, unido al hecho de que este

servicio no tiene sustitutos cercanos, hace que la demanda del mismo en el corto plazo sea inelástica con respecto al precio. Como señalamos previamente, una variedad de estudios en diferentes mercados ha documentado la poca sensibilidad de las respuestas de los clientes a choques temporales en los precios de la electricidad.

En sistemas como el dominicano, en los que existe un mercado eléctrico mayorista en el que se realizan transacciones con frecuencia horaria, aunque el costo de la energía puede variar de un instante al otro, la mayoría de los consumidores sujetos a regulación de precios no están expuestos a estos movimientos. Esto así, porque los mismos compran la electricidad a un precio medio establecido por la entidad reguladora. Por consiguiente, para estos usuarios no hace mucho sentido hablar de elasticidad de la demanda con respecto a las variaciones horarias en los precios.

Sin embargo, debido a que las empresas distribuidoras compran en el mercado spot parte de la electricidad que sus clientes demandan, estas sí están expuestas a los choques horarios que se producen en los precios. En un mercado que funcione en condiciones de normalidad, estas empresas no pueden responder a estas variaciones ajustando sus niveles de consumo. Esto así porque el rol de las empresas distribuidoras es simplemente abastecer toda la electricidad que sus clientes demanden en cada momento.

Aunque las empresas distribuidoras tendrían un incentivo para interrumpir el servicio en aquellas horas en las que el costo de la electricidad en el mercado spot es superior al precio reconocido en tarifa, por lo general existen sanciones que previenen este tipo de comportamiento. Por lo tanto, la capacidad de respuesta a los cambios de precios termina

siendo necesariamente moderada.

Con la liberalización de la comercialización de electricidad esta situación ha cambiado en varios países, siendo cada vez más común que los usuarios (incluso los residenciales) tengan acceso a tarifas que varían en tiempo real (*Real-time pricing*), o tarifas que discriminan en función del consumo por bloques horarios (*time-of-use pricing*) (Hogan, 2014). En algunos países se aplican esquemas en los cuales el usuario tiene la posibilidad de acordar con su comercializador la gestión de su demanda en función de los movimientos en tiempo real del costo de la energía —demanda desconectable— (Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, 2010).

5.1. Modelación del Problema de la Empresa Distribuidora

Como se ha resaltado, está bien documentado que la demanda de electricidad es poco sensible en el corto plazo a las variaciones de precio, debido entre otras cosas a que es un bien que no posee sustitutos cercanos. En adición a esto, la mayoría de los usuarios finales no observan de manera directa en su factura las variaciones horarias en los costos de la electricidad, mientras que las empresas distribuidoras están obligadas a abastecer toda la demanda de manera instantánea. Por lo tanto, los movimientos de precios en el mercado spot tienen un efecto reducido en la demanda final.

En República Dominicana, las empresas distribuidoras, que sí ven las variaciones horarias de los precios, tienen capacidad de decidir cuanta energía comprar, en función de su restricción presupuestaria. Mientras en un mercado que opere en condiciones de eficiencia las empresas distribuidoras simplemente se limitan a suministrar toda la electricidad que demandan sus

clientes, en el sistema dominicano estas tienen cierta flexibilidad para decidir cuál es la demanda que se abastece en cada momento.

Debido a los niveles de pérdidas de energía existentes (que denotaremos ℓ), por cada kilovatio-hora que la empresa distribuidora compra al precio P_c , esta sólo factura $(1 - \ell)$ kilovatios-hora al precio de venta P_v . Si definimos E_{cs}^k , como la energía comprada por la empresa distribuidora s en el mes k , tenemos que en general el margen de compra-venta $((1 - \ell) P_v - P_c) E_{cs}^k$ será negativo⁵.

En consecuencia, mientras menos energía comercializa la empresa distribuidora, menores son sus pérdidas financieras. Sin embargo, por tratarse de un servicio público fundamental para la vida moderna, el gobierno transfiere una cantidad de recursos T a las empresas distribuidoras para cubrir el déficit de compra-venta de electricidad, a fin de que estas mantengan un nivel de calidad de servicio mínimo. Si definimos por γ_s el nivel de calidad de servicio mínimo de la distribuidora s , para cada mes la energía comprada por esta deberá ser mayor o igual que la energía demandada sin desabastecimiento, multiplicada por el factor de calidad. Es decir, $\gamma_s E_{ds}^k \leq E_{cs}^k$, siendo E_{ds}^k la energía demandada (sin desabastecimiento) por los clientes de la distribuidora s durante el mes k .

Por lo tanto, la empresa distribuidora buscará colocar sus recursos de tal manera que se maximice el bienestar que sus clientes derivan por el servicio recibido. Es decir, para cada

⁵Aunque durante el año 2016 el margen de compra-venta de las empresas distribuidoras fue positivo —debido a la reducción de los precios de los derivados del petróleo—, sólo en los años 2014 y 2015 el déficit de compra-venta acumulado fue de 496 millones de dólares (ver Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales (2015, 2016)).

mes, el problema de la empresa distribuidora se puede plantear como:

$$\text{maximizar } U_s(E_{cs}^k) \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{sujeto a } & ((1 - \ell) P_v - P_c) E_{cs}^k + T_s \geq 0 \\ & 0 \leq \gamma_s E_{ds}^k \leq E_{cs}^k. \end{aligned} \quad (2)$$

Donde $U_s(\cdot)$ es la función de utilidad agregada de los clientes de la empresa distribuidora s ; mientras que T_s denota las transferencias gubernamentales recibidas por la empresa distribuidora s .

Dado que en el mercado eléctrico dominicano las decisiones de compra de electricidad se realizan cada hora, variando el precio de equilibrio con dicha periodicidad, la función de utilidad agregada mensual se puede expresar en términos horarios. Por simplicidad, asumamos que la función de utilidad agregada es aditiva en las funciones de utilidad horarias: $U_s(E_{cs}^k) := \sum_{i=1}^n U_{s,i}(E_{cs}^{i,k})$, donde i va desde la primera hasta la última hora del mes en cuestión, $U_{s,i}(\cdot)$ es la función de utilidad agregada correspondiente a la hora i y $E_{cs}^{i,k}$ es la energía comprada por la empresa distribuidora s en la hora i del mes k . Luego (1) y (2) pueden ser expresadas como:

$$\text{maximizar } \sum_{i=1}^n U_{s,i}(E_{cs}^{i,k}) \quad (3)$$

$$\begin{aligned} & ((1 - \ell) P_v - P_c) E_{cs}^k + T_s \geq 0 \\ \text{sujeto a } & 0 \leq \gamma_s E_{ds}^k \leq E_{cs}^k \\ & \sum_{i=1}^n E_{cs}^{i,k} = E_{cs}^k. \end{aligned} \quad (4)$$

Asumiendo condiciones de existencia para este problema, tendremos que en equilibrio la energía comprada $E_{cs}^{i,k*}$ es una función de E_{ds}^k , γ_s , T_s , ℓ , P_v y P_c . Es decir,

$$E_{cs}^{i,k*} = f(E_{ds}^k, \gamma_s, T_s, \ell, P_v, P_c). \quad (5)$$

Existe un problema con la identificación del modelo anterior, y es que la demanda real de los usuarios del servicio eléctrico no se conoce. En la práctica la variable observada es la demanda abastecida por las empresas distribuidoras, pero esto no toma en cuenta la energía demandada que no es abastecida por éstas. Aunque esta variable pudiera obtenerse de manera aproximada, lo cierto es que cuando los usuarios son sometidos a desabastecimiento por décadas, sus hábitos y patrones de consumo se alteran, por lo que es difícil formular supuestos respecto a cuál sería el comportamiento de estos si no existiera desabastecimiento.

Un enfoque para solventar esta situación, es estimar cuál sería la demanda de electricidad de los usuarios e incorporar esta estimación dentro del modelo. Por lo general, la demanda de electricidad se modela como una función de variables económicas y demográficas, temperatura y variables que capturan los efectos calendario sobre el consumo de electricidad. En nuestro caso, siguiendo a Fan & Hyndman (2008), modelamos la demanda agregada horaria de electricidad como:

$$E_{ds}^i = \psi(i) + \phi(t_i) + \sum_{j=1}^m \alpha_j e_{j,i} + \eta_i, \quad (6)$$

donde:

- E_{ds}^i es la demanda de la distribuidora s en la hora i ;
- $\psi(i)$ es una función que captura todos los efectos calendario asociados a la hora i sobre

la demanda de electricidad;

- $\phi(t_i)$ es una función que recoge el efecto de la temperatura en la demanda de electricidad;
- $\sum_{j=1}^m \alpha_j e_{j,i}$ modela los efectos de las variables demográficas y económicas sobre la demanda de electricidad;
- η_i es el término de error.

Combinando (5) y (6), podemos escribir:

$$E_{cs}^{i,k} = f \left(\gamma_s, T_s, \mathcal{L}, P_v, P_c, \psi(i) + \phi(t_i) + \sum_{j=1}^m \alpha_j e_{j,i} + \eta_i \right). \quad (7)$$

Para entender cómo interactúan en la práctica la demanda de los clientes finales con la decisión de compra de electricidad de las empresas distribuidoras, debemos observar cómo opera el proceso de planificación de estas últimas. En términos simples, éste se puede reducir a cuatro niveles de programación: anual, mensual, semanal y diario.

Cada año las empresas distribuidoras hacen un pronóstico de cuales van a ser sus compras totales, en función de las compras del año anterior, del objetivo de porcentaje de la demanda a ser abastecido e indicadores económicos y demográficos relevantes. Este valor es utilizado para determinar el monto anual T de transferencias gubernamentales a las empresas distribuidoras.

Luego, cada mes las empresas distribuidoras determinan cual es la compra de electricidad prevista, en función tanto del presupuesto anual como de factores imprevistos que se han presentado en la operación real. Este valor se utiliza en la programación semanal de los

retiros de electricidad que las distribuidoras le envían al Organismo Coordinador para la planificación del despacho. Finalmente, sobre la base de esta programación semanal, las empresas elaboran sus programas diarios.

La existencia de tantos niveles de planificación es necesaria debido a las características propias del servicio eléctrico. Sin embargo, esto reduce los grados de libertad de las empresas distribuidoras para reaccionar en tiempo real a eventos que alteren las condiciones del mercado. Por tanto, en la práctica la capacidad de estas de implementar los resultados del modelo (3)-(4) puede ser limitada.

6. Los Datos

6.1. Descripción

En esta investigación abarcaremos los diez años comprendidos en el período enero 2007-diciembre 2016. Para tales fines hemos tomado los retiros totales de energía de cada hora de las empresas distribuidoras EDESUR, EDENORTE y EDEESTE, así como los costos marginales de energía correspondientes. La información fue obtenida de los reportes de transacciones económicas que prepara el Organismo Coordinador cada mes.

De estos reportes también tomamos los datos de energía generada de la empresa AES Andres, que es la más grande del sistema y una de las más eficientes; esto con fines de incorporar los efectos en la compra de las distribuidoras de choques en la disponibilidad del parque de generación⁶.

⁶Con estos datos se construyó una variable dummy que tiene un valor de 1 cuando la central AES Andres no está disponible para producir y 0 durante el resto del tiempo.

Figura 1

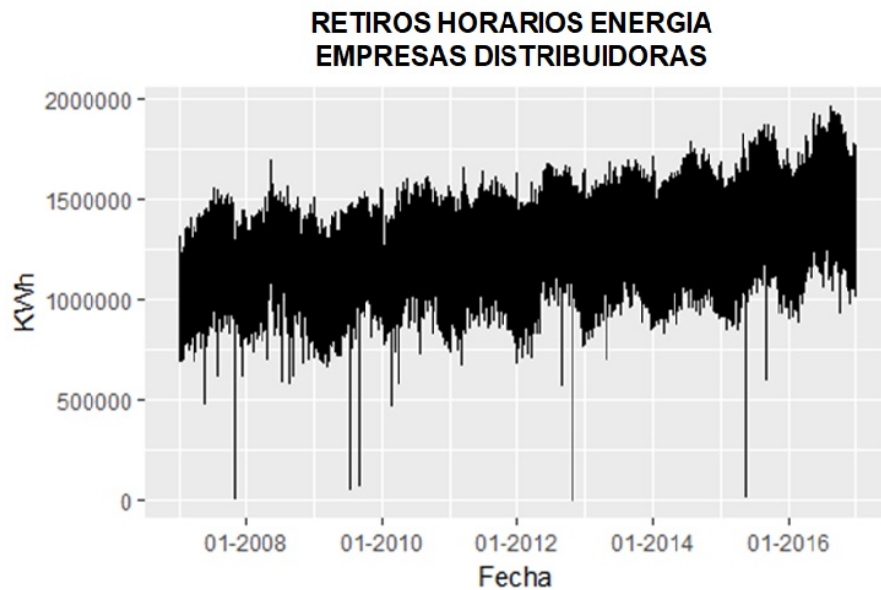
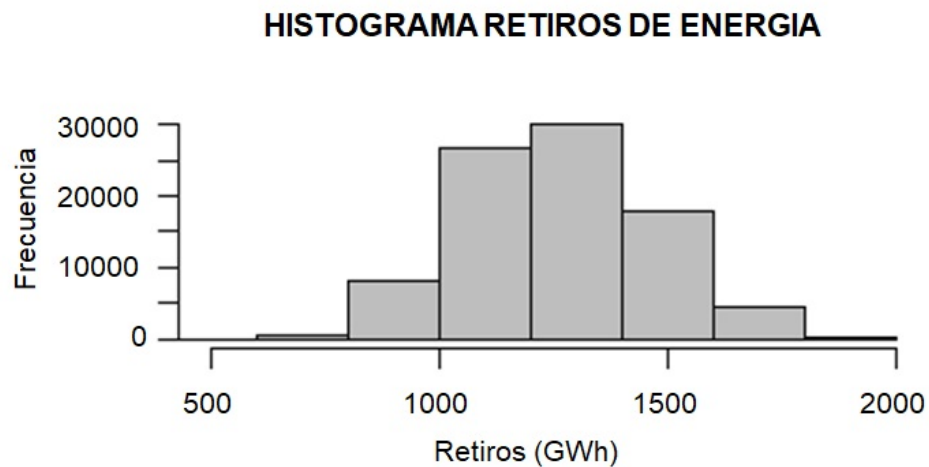


Figura 2



Para modelar el efecto de la temperatura, hemos utilizado la serie de temperaturas máximas de cada día del período considerado⁷. Las variables económicas utilizadas fueron el Índice Mensual de Actividad Económica, publicado por el Banco Central y los precios internacionales de los principales combustibles aplicados en la indexación de los contratos de compra de energía: fuel oil No. 6 con 3% de azufre y gas natural licuado. Estos precios fueron obtenidos

⁷La información fue tomada del sitio web <https://www.wunderground.com>, correspondiente a la ciudad de Santo Domingo.

de los reportes diarios de Platts. Los datos mensuales de cobros por venta de electricidad se obtuvieron de los informes de gestión de las empresas distribuidoras.

Tabla 3

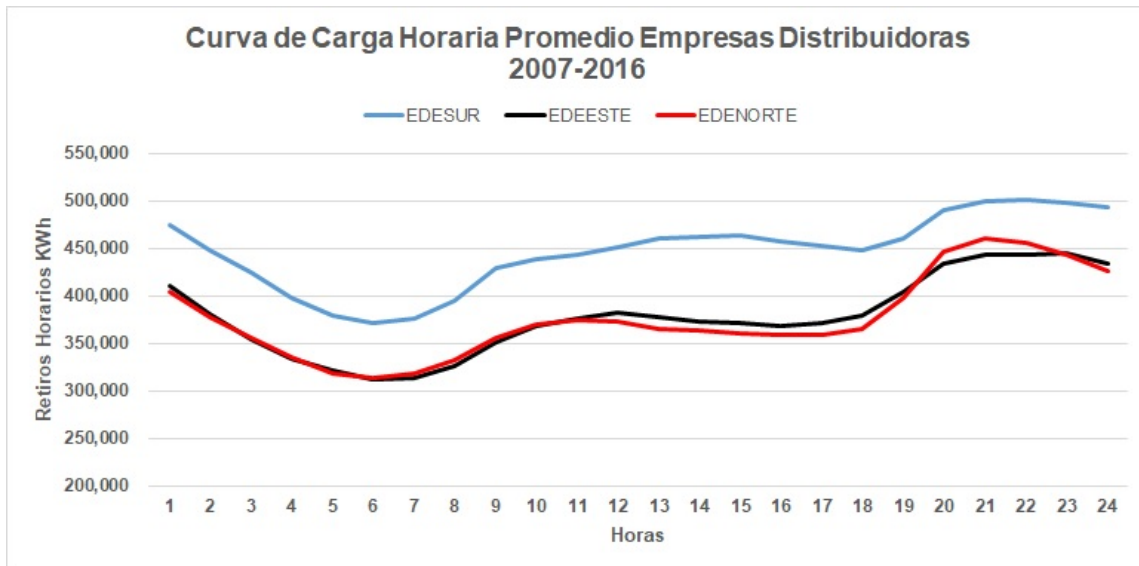
ESTADISTICA DESCRIPTIVA PRINCIPALES VARIABLES MODELO						
Variable	Unidad	Media	Mediana	Máximo	Mínimo	Desviación Estándar
RETIROS HORARIOS EDESUR	KWh	471,156	471,044	758,022	0	79,396
RETIROS HORARIOS EDENORTE	KWh	398,304	394,438	688,332	0	69,081
RETIROS HORARIOS EDEESTE	KWh	393,176	391,038	682,061	0	72,275
COSTO MARGINAL	RD\$/KWh	5.49	5.61	9.58	1.12	2.02
AESD		0.08	0.00	1.00	0.00	0.27
COBRO EDESUR	miles de RD\$	1,909,827	1,924,246	2,027,113	775,425	344,518
COBRO EDENORTE	miles de RD\$	1,345,509	1,317,337	1,825,068	687,994	279,656
COBRO EDEESTE	miles de RD\$	1,141,980	1,162,288	2,551,440	1,264,319	359,354
IND. MENS. ACT. ECON.		121.48	118.83	163.32	93.25	17.70
PRECIO FUEL OIL 6	RD\$/Barril	2,721.23	2,521.43	4,362.52	872.12	1,003.84
PRECIO GAS NATURAL	RD\$/MMBTU	172.45	155.98	439.14	79.75	65.37
TEMPERATURA MAXIMA	Grados Centigrados	31.00	31.00	38.00	23.00	1.60

Aunque las tres empresas distribuidoras comparten ciertas similitudes, operan tres áreas de concesión con diferencias. En particular EDESUR opera el mercado más atractivo, que incluye la mayor parte del casco urbano del Distrito Nacional y las zonas industriales aledañas. EDENORTE posee el mercado más disperso de las tres empresas, mientras que EDEESTE opera parte del Distrito Nacional y la provincia de Santo Domingo, y la zona este del país.

Todo esto tiene importancia, ya que de acuerdo a la ecuación (7), la capacidad financiera de la empresa distribuidora es una de las condiciones que impacta en el nivel de abastecimiento del servicio que proveen las mismas.

La figura 3 presenta la curva de carga promedio de cada una de las empresas distribuidoras para el período considerado, permitiendo apreciar como fluctúa el consumo de electricidad a lo largo de las distintas horas del día.

Figura 3



6.2. Pruebas de Raíz Unitaria

Un elemento que suele generar controversia en los estudios de demanda de electricidad, es la ausencia de estacionariedad que con frecuencia exhibe esta variable. Existe una bibliografía importante en torno a la caracterización del comportamiento de la demanda de electricidad y la determinación de la existencia de raíz unitaria —ver por ejemplo Fezzi (2007)—. Una de las dificultades que se presentan en el análisis de series de tiempo de consumo de electricidad, es que sobre éstas interactúan a la vez varios ciclos estacionales. Por lo general, estas series presentan al menos dos ciclos muy marcados: uno diario y otro semanal.

En las figuras 4 y 5 podemos observar las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial de las series de compra de energía de las empresas distribuidoras. Se observa una gran persistencia en el efecto de los rezagos de orden superior. Otro elemento que llama la atención es el patrón cíclico que presentan estas series. Este comportamiento oscilante refleja las estacionalidades diaria y semanal.

Figura 4

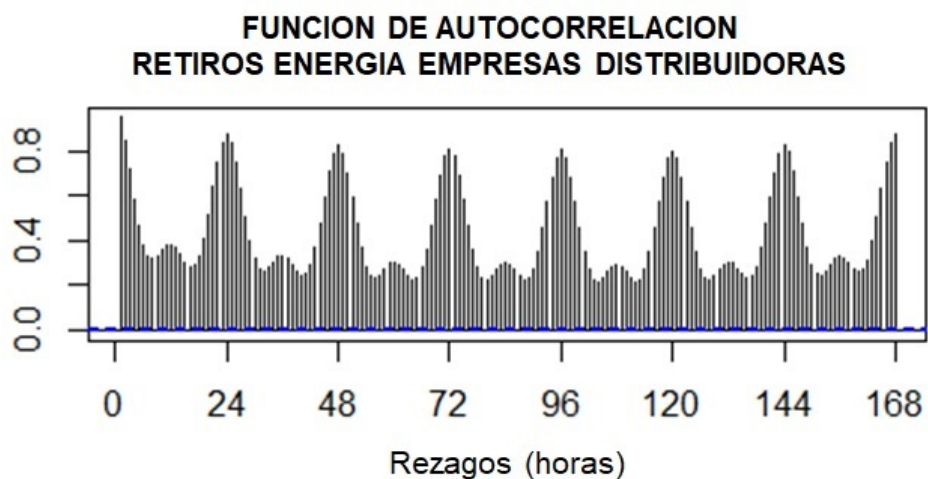
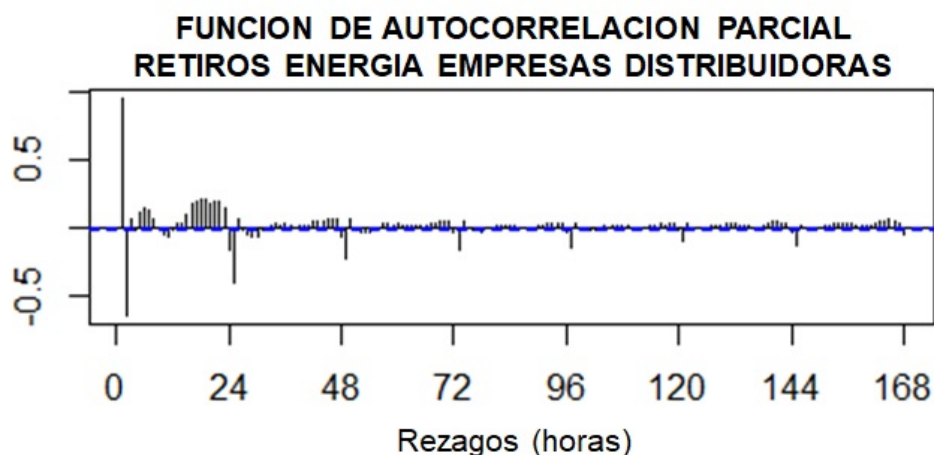


Figura 5



Para verificar la presencia de raíz unitaria, realizamos el test de Dickey Fuller aumentado (Hamilton, 1994) en las series de retiro de energía de cada una de las empresas distribuidoras, utilizando un total de 24 rezagos, con el objeto de capturar el efecto de la estacionalidad diaria. En general, observamos que no es posible rechazar de manera categórica la hipótesis de presencia de raíz unitaria.

Es sabido que la prueba de Dickey Fuller no posee mucha potencia; situación ésta que se acentúa en series con alto grado de persistencia, (Mahadeva & Robinson, 2004) que es

nuestro caso. Sin embargo, varios elementos en nuestros datos muestran indicios de que las series no son estacionarias. La presencia de coeficientes de determinación bastante elevados (mayores a 0.90) en los modelos autorregresivos, así como la interacción de varios niveles de estacionalidad, es un contexto en el cual, como medida precautoria, se recomienda asumir que la serie no es estacionaria (Fezzi, 2007).

Con el objeto de comprobar la veracidad de esta presunción, decidimos realizar el test de Dickey Fuller Aumentado, pero considerando 168 rezagos (para capturar el ciclo semanal). Esto fue factible debido al tamaño de la muestra con la que trabajamos. En este caso, efectivamente, no se rechaza la hipótesis nula de presencia de raíz unitaria para ninguna de las series (ver resultados en el Anexo 2).

Pruebas similares fueron realizadas con aquellas variables explicativas que exhiben un comportamiento parecido al de los retiros de energía. En específico nos interesa el costo marginal de la energía. Si asumimos un equilibrio entre oferta y demanda relativamente estable en el largo plazo, podemos esperar que el costo marginal de la energía se determine como producto de la interacción de los precios internacionales de los combustibles y de la tasa de cambio del peso dominicano con respecto al dólar estadounidense. Como sabemos, existen evidencias que apuntan a la presencia de raíz unitaria en los precios del petróleo y sus derivados en los mercados internacionales (Maslyuk & Smyth, 2008), igualmente existen indicios de esto en el comportamiento de la tasa de cambio (Vásquez-Ruiz & Rivas Cueto, 2012).

Por esta razón, es de esperarse la presencia de raíz unitaria en el Costo Marginal. Al realizar

las pruebas tanto con 24 como con 168 rezagos, podemos concluir que en efecto no es posible rechazar la presencia de raíz unitaria en esta variable.

El siguiente paso, es investigar la presencia de un vector de cointegración entre las variables estudiadas. Con esta finalidad, aplicamos el método de Engle y Granger (Hamilton, 1994) para verificar la existencia de un vector de cointegración entre los retiros de energía, los costos marginales y las variables económicas mencionadas. La relación explorada fue:

$$aCMG_t + bRET_{s,t} + \sum_{j=1}^m \lambda_j X_{j,t} \quad (8)$$

donde:

- a, b y $\{\lambda_j\}_{j=1}^m$ son escalares que representan las componentes del vector del cointegración;
- $CMG(t)$ es el costo marginal de energía en la hora t ;
- $X_{j,t}$ es el valor en el tiempo t de cada uno de los componentes X_j del vector X de variables económicas. Este vector incluye los precios mensuales del fuel oil No. 6 y el gas natural licuado, así como la evolución del Índice Mensual de Actividad Económica. También se incluyen los cobros mensuales de las empresas distribuidoras.

En el Anexo 6 se presentan los resultados de las pruebas realizadas, así como los coeficientes de los vectores de cointegración correspondientes.

7. Enfoque Empírico

Debido a los indicios de presencia de raíz unitaria en las principales variables que componen el modelo, optamos en primer término por trabajar con las variables en primeras diferencias.

Consecuentemente, estimamos un modelo de regresión dinámica en primeras diferencias para cada empresa distribuidora.

Adicionalmente, estimamos los modelos de cada empresa utilizando regresión cuantílica, a fin de evaluar la respuesta a las variaciones del costo marginal de distintos cuantiles de variación semanal de retiros de energía de las empresas distribuidoras. También se estiman elasticidades para cada hora del día.

Para estimar el modelo en primeras diferencias, tomamos en consideración el hecho de que, en gran medida, la cantidad de energía a ser retirada por las empresas distribuidoras se decide al inicio de la semana ⁸, cuando se realiza la programación semanal de la operación. Por tanto, para la empresa distribuidora, el valor del costo marginal más relevante al momento de decidir cuál sería su compra en la hora j de la semana n , sería el costo marginal en la hora j de la semana $n - 1$. Consecuentemente, utilizar los costos marginales con una semana de rezago no solo tiene sentido como manera de remediar cualquier problema de endogeneidad, sino que también lo tiene desde el punto de vista de la operación real del mercado.

Para los precios internacionales del fuel oil No. 6 y el gas natural se utilizaron los valores con un rezago de un mes, que es el que generalmente se aplica en la indexación de los precios de la energía que se compra a través de contratos bilaterales.

⁸Los programas semanales son aprobados por el Organismo Coordinador los jueves de cada semana y tienen aplicación para los siete días que se inician al día siguiente.

En resumen, la ecuación a estimar tiene la siguiente formulación:

$$\begin{aligned} \Delta RET_{s,t} = & \beta_1 \Delta CMG_{t-168} + \beta_2 FALLAS_t + \beta_3 AESD_t + \beta_4 \Delta TEMP_t + \\ & \beta_5 \Delta COB_{s,mesi-1} + \sum_{j=1}^r \alpha_j EST_{j,t} + \sum_{k=1}^m \lambda_k \Delta X_{k,t} + \sum_{l=1}^p \mu_l \Delta RET_{s,t-l} + \varepsilon_t \end{aligned} \quad (9)$$

donde:

- $\Delta RET_{s,t}$ representa la diferencia entre los retiros de energía de la distribuidora s en la hora t y sus retiros en esa misma hora durante el mismo día de la semana anterior, es decir $\Delta RET_{s,t} = RET_{s,t} - RET_{s,t-168}$;
- ΔCMG_{t-168} es la diferencia entre el costo marginal de energía del SENI en la hora t pero de la semana anterior y el costo marginal en la misma hora durante el mismo día de la semana tras-anterior, es decir $\Delta CMG_{t-168} = CMG_{t-168} - CMG_{t-336}$;
- $FALLAS$ es una variable dummy que toma valor de 1 en las horas en las que el sistema sufrió perturbaciones extremas que afectaron la operación normal del mismo, y 0 durante el resto del tiempo;
- $AESD$ es una variable dummy que toma un valor de 1 cuando la central generadora AES Andres no está en operación y 0 cuando sí está operando;
- $\Delta TEMP_t$ es la diferencia entre temperatura máxima del día y la temperatura máxima del mismo día en la semana anterior;
- $\Delta COB_{s,mesi-1}$ es la diferencia entre los cobros totales en pesos dominicanos de la empresa distribuidora s en el mes $i-1$ y en el mes $i-2$;

- EST es un vector de variables dummies que toma en cuenta los efectos calendario sobre el consumo de electricidad;
- $\Delta X_{k,t}$ es la variación mensual en los valores de las variables económicas utilizadas. En el caso de los precios internacionales de los combustibles utilizados (fuel oil No. 6 y gas natural), estos valores se tomaron con un rezago de un mes, que es el que se aplica en la indexación de los precios de la energía que se compra a través de contratos bilaterales;
- $\{\beta\}$, $\{\alpha\}$, $\{\lambda\}$, $\{\mu\}$ son los coeficientes a estimar;
- ε_t es el término de error.

Debemos aclarar que la variable $AESD$, que captura la vulnerabilidad del abastecimiento de electricidad a choques que afecten la disponibilidad en la oferta, toma un valor de 1 cuando la central AES Andres opera por debajo del nivel de producción que se denomina mínimo técnico. El mínimo técnico de una central es el nivel por debajo del cual la operación de la misma produce un desgaste excesivo y una reducción de la eficiencia de la máquina⁹. El mínimo técnico de la central AES Andres es de 150 MW (Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana, 2011a).

El vector EST incluye variables dummies para cada hora del día. También contiene una variable dummy por cada día de la semana; hemos utilizado una misma variable para los días no laborables y los domingos. Finalmente, incluimos una variable dummy que toma

⁹El Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad define la potencia mínima técnica como: “la potencia mínima a la que puede generar una unidad en condiciones de operación normal, conforme a las especificaciones técnicas y manuales de operación y mantenimiento preventivo, suministrado por el fabricante de esa unidad o por estudios técnicos de expertos en la materia.” (Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01, 2002)

valor 1 durante los meses del verano y 0 el resto de los meses.

Luego de haber estimado distintas variantes del modelo (9) (lineal-lineal, log-lineal, lineal-log, log-log), optamos por un modelo lineal en los retiros y logarítmico en los costos marginales, debido a que esta fue la opción que mejor se ajustó a los datos.

Aplicando los criterios de información AIC y BIC, incluimos 24 rezagos de $\Delta RET_{s,t}$ en el modelo; además, con esta cantidad de rezagos los residuos exhibieron el mejor comportamiento en términos de autocorrelación. El sacrificio en términos de grados de libertad es mínimo, considerando que para cada empresa distribuidora estamos analizando una muestra de 87,672 elementos.

En adición al modelo en primeras diferencias, también aprovechamos la existencia de la relación de cointegración (8) para estimar un modelo de corrección de errores. Para esto aplicamos una regresión lineal en dos etapas. En la primera fase estimamos el vector de cointegración, para lo cual se estimó un modelo de regresión lineal con las variables en las que no se pudo rechazar la presencia de raíz unitaria. Utilizando como guía los mismos criterios expuestos en el párrafo anterior, en esta regresión nuevamente utilizamos 24 rezagos. En una segunda etapa incorporamos el residuo de la regresión anterior en la ecuación (9).

8. Resultados

En la tabla 4 se muestran los coeficientes de las principales variables del modelo en primeras diferencias. Debido a que el modelo estimado es lineal-logarítmico, los coeficientes de ΔCMG deben interpretarse como la variación total en ΔRET por cada incremento de 100% en ΔCMG . Vemos que estos valores son de -6837.8, -5926.7 y -5623.7, para EDESUR,

EDENORTE y EDEESTE, respectivamente. En todos los casos los coeficientes tienen los signos esperados y son altamente significativos. Para obtener la elasticidad dividimos estos coeficientes entre los retiros promedios de energía de cada distribuidora. Como resultado obtenemos elasticidades precio de la demanda de -0.015, -0.012, y -0.013, para EDESUR, EDEESTE y EDENORTE respectivamente.

Tabla 4

SUMARIO RESULTADOS ESTIMACION MODELO REGRESION DINAMICA EN PRIMERAS DIFERENCIAS									
VARIABLE	EDESUR			EDENORTE			EDEESTE		
	Coeficiente	Valor t	Valor p	Coeficiente	Valor t	Valor p	Coeficiente	Valor t	Valor p
Δ CMG	-6837.8***	-14.84	<0.001	-5926.7***	15.55	<0.001	-5623.7***	-12.72	<0.001
Δ ESD	-1135.3***	-3.04	<0.001	-797.88***	-2.73	<0.001	-1457.1***	-4.66	<0.001
FALLAS	-102390.0***	-5.30	<0.001	-116920.0***	-9.08	<0.001	-79062.0***	-6.30	<0.001
Δ COBRO	-3.91E-07	-1.06	0.29	-7.17E-07*	-1.65	0.099	-5.26E-07	-1.11	0.267
Δ PRECIO FUEL OIL 6	523.22	0.67	0.51	790.93	1.04	0.30	625.80	0.89	0.37
Δ PRECIO GNL	123.40	0.16	0.88	580.81	0.77	0.439	185.75	0.26	0.792
Δ TEMP	1030.4***	17.73	<0.001	543.15***	11.38	<0.001	925.22***	16.28	<0.001
Δ %INDICE MENS. ACT. ECON.	-4914**	-2.08	0.04	-1616.40	-0.80	0.421	-163.02	-0.08	0.936
Δ RETIROS _{t-1}	1.02***	148.36	<0.001	0.98***	134.70	<0.001	0.99***	152.07	<0.001
Δ RETIROS _{t-2}	-0.23***	-34.33	<0.001	-0.24***	-34.16	<0.001	-0.25***	-37.15	<0.001
Δ RETIROS _{t-23}	0.28***	5.32	<0.001	0.023***	4.43	<0.001	0.04***	6.62	<0.001
Δ RETIROS _{t-24}	0.14***	3.40	<0.001	0.01***	2.21	0.027	0.01*	1.69	0.090
Dummy_Dia_2	283.80	0.85	0.394	92.51	0.326	0.744	176.72	0.67	0.502
Dummy_Dia_3	81.31	0.29	0.773	-38.56	-0.143	0.886	38.33	0.14	0.886
Dummy_Dia_4	138.20	0.47	0.640	140.92	0.512	0.609	125.24	0.46	0.648
Dummy_Dia_5	160.90	0.53	0.598	57.34	0.217	0.828	125.41	0.49	0.623
Dummy_Dia_6	225.30	0.72	0.470	77.61	0.296	0.767	196.66	0.69	0.489
Dummy_Dia_7	163.10	0.59	0.552	65.33	0.245	0.806	152.58	0.56	0.573
Dummy_Hora_18	-116.80	-0.20	0.844	-100.59	-0.178	0.859	-26.03	-0.05	0.959
Dummy_Hora_19	139.14	0.21	0.834	22.75	0.037	0.970	92.30	0.16	0.875
Dummy_Hora_20	173.36	0.29	0.775	159.17	0.276	0.782	240.83	0.44	0.662
Dummy_Hora_21	208.12	0.37	0.710	168.49	0.324	0.746	225.12	0.45	0.652
Dummy_Hora_22	170.42	0.31	0.754	160.11	0.305	0.761	182.33	0.38	0.707
Dummy_Hora_23	298.15	0.50	0.614	215.81	0.394	0.693	280.97	0.54	0.592
Dummy_Hora_24	151.18	0.24	0.807	191.10	0.378	0.706	159.66	0.31	0.755
N Obs	86784			86784			86784		
R ²	0.779			0.727			0.749		
R ² Ajustado	0.779			0.727			0.749		
Error Estándar Residuos	23740			20420			21010		
Estadístico F	4934 (62 grados de libertad), valor-p <0.001			3736 (62 grados de libertad), valor-p <0.001			4166 (62 grados de libertad), valor-p <0.001		
D-W	1.99 , valor p: 0.04			1.98, valor p: 0.001			1.99, valor p: 0.119		

Los valores del estadístico t se obtuvieron usando errores estándar robustos, calculados utilizando estimadores de Newey-West. (*), (**), y (***), indican que el coeficiente es significativo a nivel de 10%, 5%, y 1%, respectivamente.

Cuando evaluamos la elasticidad en cada hora del día, vemos que, con variaciones, los retiros de energía de las empresas distribuidoras siguen siendo altamente inelásticos. En las tres empresas observamos que las elasticidades se mueven en el rango de -0.01 a -0.03. Un elemento que sobresale es que, mientras en otros mercados se observa una tendencia a una mayor elasticidad durante las horas pico de demanda, en el caso nuestro no observamos un

patrón de este tipo.

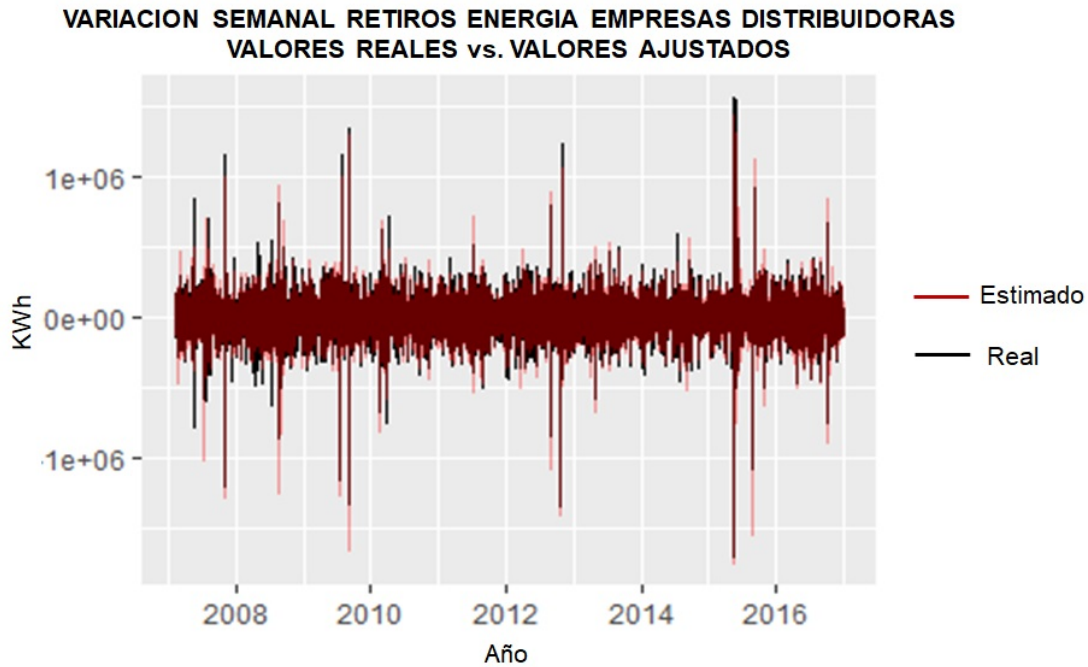
Respecto al resto de las variables explicativas, tal como se habría esperado, cuando la central de generación AES Andres está fuera de servicio, los retiros de las empresas distribuidoras se reducen; siendo EDEESTE la empresa que sufre la mayor disminución. Otra variable que es altamente significativa es $\Delta TEMP$. Al sumar los efectos en las tres empresas distribuidoras vemos que en promedio un incremento de 1 grado en la temperatura máxima, produce un aumento de 2,499 KWh en la energía comprada en cada hora. Esto implica una elasticidad de 0.06 de la energía retirada con respecto a la temperatura máxima del día.

En cuanto a los valores rezagados de ΔRET , los dos primeros rezagos son altamente significativos, teniendo los coeficientes valores similares para las tres empresas. También se puede observar que los rezagos 23 y 24 (los dos últimos incluidos en el modelo), también son estadísticamente significativos, a nivel de 1%, (a excepción del coeficiente de ΔRET_{t-24} para EDEESTE, el cual solo es significativo a nivel de 10%).

Los modelos estimados tienen un alto poder explicativo. Los valores de R^2 son de 0.78 para el modelo de EDESUR, 0.73 para el de EDENORTE, y 0.75 para el de EDEESTE. En términos de coeficiente de determinación, para un modelo en diferencias este es un desempeño excelente. Recordemos que los modelos de este tipo tienen la limitación de que con el proceso de diferenciación se pierde información sobre la relación de largo plazo entre las variables.

Como mencionamos anteriormente, uno de los objetivos de incluir 24 rezagos en el modelo, era la minimización de autocorrelación en los residuos. En efecto, los estadísticos de Durbin-Watson (Durbin & Watson, 1951) de los modelos estimados son de 1.99, 1.98, y 1.99 para

Figura 6



EDESUR, EDENORTE y EDEESTE, respectivamente. No obstante, se observa que no es posible rechazar de manera categórica la presencia de autocorrelación en los residuos¹⁰.

En relación al modelo de corrección de errores, en primer lugar se puede observar que este presenta mucho mayor poder explicativo que el modelo en primeras diferencias. Por ejemplo, los coeficientes R^2 en este modelo son de 0.86, 0.83, y 0.84, para EDESUR, EDENORTE y EDEESTE, respectivamente.

En este modelo, las elasticidades estimadas son marginalmente más elevadas en valor absoluto.

En este caso, EDESUR resulta con una elasticidad media de -0.018, mientras que las de EDEESTE y EDENORTE fueron de -0.012 y -0.015, respectivamente.

¹⁰Esto se puede deber a un fenómeno que ocurre cuando se trabaja con series muy grandes, y es que al existir una alta cantidad de grados de libertad, las pruebas estadísticas clásicas tienden a rechazar las hipótesis nulas con mayor frecuencia de lo debido (Lin *et al.*, 2013). En el caso del test de Durbin-Watson, cuya hipótesis nula es la de ausencia de autocorrelación, es posible que esté ocurriendo esto.

Tabla 5

SUMARIO RESULTADOS ESTIMACION MODELO CORRECCION DE ERRORES									
PERCENTIL	EDESUR			EDENORTE			EDEESTE		
	Coefficiente	Valor t	Valor p	Coefficiente	Valor t	Valor p	Coefficiente	Valor t	Valor p
ΔCMG	-8537.4***	-23.58	<0.001	-7266.10***	-22.86	<0.001	-5748.50***	-18.29	<0.001
AESD	-1633.1***	-5.29	<0.001	-1061.20***	-3.80	<0.001	-2017.60***	-7.03	<0.001
FALLAS	-94848.0***	-5.46	<0.001	-115400.0***	-8.94	<0.001	-79822.0***	-7.37	<0.001
ΔTEMP	748.76***	15.91	<0.001	414.90***	-2.23	<0.001	649.63***	14.00	<0.001
Δ%INDICE MENS. ACT. ECON.	-10707***	-5.05	<0.001	-4551.80**	-2.23	0.026	-5331.20***	-2.74	0.001
ΔCOBRO	-4.73E-08	-0.14	0.892	5.65E-07	1.19	0.234	-5.25E-08	-0.12	0.907
ΔPRECIO FUEL OIL 6	1574.10**	2.22	0.026	552.86	0.71	0.480	1210.50*	1.69	0.091
TERMINO DE CORRECCION DE ERRORES	-0.70***	-101.00	<0.001	-0.78***	-107.95	<0.001	-0.73***	-114.73	<0.001
ΔRETIROS _{t-1}	1.08***	205.02	<0.001	1.02***	166.01	<0.001	1.03***	221.60	<0.001
ΔRETIROS _{t-2}	-0.29***	-53.45	<0.001	-0.30***	-52.44	<0.001	-0.31***	-58.18	<0.001
ΔRETIROS _{t-23}	0.095***	20.81	<0.001	-0.11***	23.66	<0.001	0.11***	25.07	<0.001
ΔRETIROS _{t-24}	-0.025***	-7.60	<0.001	-0.001	-0.38	0.701	-0.01**	-2.12	0.034
Dummy_Dia_2	7941.20***	29.24	<0.001	7010.00***	28.310	<0.001	3213.10***	14.55	<0.001
Dummy_Dia_3	3798.20***	16.00	<0.001	3328.40***	15.44	<0.001	1213.20***	5.57	<0.001
Dummy_Dia_4	2893.50***	12.02	<0.001	4055.60***	18.31	<0.001	1068.10***	4.85	<0.001
Dummy_Dia_5	3010.50***	12.09	<0.001	2719.30***	12.66	<0.001	1166.40***	5.51	<0.001
Dummy_Dia_6	3123.00***	12.44	<0.001	4678.50***	21.09	<0.001	1395.50***	6.25	<0.001
Dummy_Dia_7	-1783.90***	-7.88	<0.001	2255.80***	11.21	<0.001	218.90	0.98	0.610
Dummy_Hora_18	-8324.60***	-21.39	<0.001	-7227.10***	-20.75	<0.001	-587.16	-1.64	0.189
Dummy_Hora_19	-2524.90***	-5.16	<0.001	1800.20***	3.79	0.001	2764.30***	6.16	<0.001
Dummy_Hora_20	8991.50***	21.09	<0.001	12691.00***	26.14	<0.001	6054.30***	14.80	<0.001
Dummy_Hora_21	-4213.90***	-11.96	<0.001	-7789.70***	-21.79	<0.001	-3769.50***	-11.09	<0.001
Dummy_Hora_22	-3723.30***	-11.39	<0.001	-7394.90***	-22.89	<0.001	-2377.40***	-7.19	<0.001
Dummy_Hora_23	-2891.90***	-7.91	<0.001	-3606.80***	-11.77	<0.001	4657.70***	11.85	<0.001
Dummy_Hora_24	1468.80***	3.90	0.001	-2676.40***	-8.76	<0.001	654.12**	1.94	0.033
N Obs	86784			86784			86784		
R ²	0.856			0.834			0.840		
R ² Ajustado	0.856			0.833			0.840		
Error Estándar Residuos	19190			15970			16740		
Estadístico F	8185 (63 grados de libertad), valor-p <0.001			86721 (63 grados de libertad), valor-p <0.001			7242 (63 grados de libertad), valor-p <0.001		
D-W	2.01, valor p: 0.972			2.01, valor p: 0.884			1.996, valor p: 0.243		

Los valores del estadístico t se obtuvieron usando errores estándar robustos, calculados utilizando estimadores de Newey-West. (*), (**), y (***), indican que el coeficiente es significativo a nivel de 10%, 5%, y 1%, respectivamente.

Los coeficientes de los respectivos términos de corrección de errores son similares (en el rango de -0.70 a -0.78) y estadísticamente significativos. Lo cual refleja un ajuste relativamente acelerado al nivel de equilibrio de largo plazo. El resto de los coeficientes reflejan un comportamiento que se asemeja al del modelo en primeras diferencias. Nuevamente, todos los coeficientes que son estadísticamente significativos tienen el signo esperado (a excepción del correspondiente al Índice Mensual de Actividad Económica).

Los residuos de este modelo exhiben mejor comportamiento que el modelo de primeras diferencias. Esto se refleja tanto en errores estándar de los residuos menores, como en la ausencia de indicios de autocorrelación serial de primer orden.

9. Conclusiones

La comparación entre los valores de elasticidad obtenidos en este estudio con los de investigaciones similares en otros países, nos indica que nuestro caso pertenece al grupo de mercados con baja elasticidad-precio de la demanda. Este resultado se mantiene independientemente de cómo se agreguen los datos; para las diferentes horas del día y períodos del año, e incluso es relativamente invariable al porcentaje de las compras totales que las empresas distribuidoras realizan en el mercado spot. Este último elemento debe ser subrayado, debido a que uno esperaría que mientras mayor sea el porcentaje de la energía comprada por las empresas distribuidoras que es adquirida en el mercado spot, más sensible serían estas a las variaciones en el costo marginal de la energía, que es el precio al que se realizan las transacciones en dicho mercado.

Dado que el usuario final del servicio eléctrico en República Dominicana no ve reflejado en sus gasto total las variaciones del costo de la electricidad (ni en el corto ni el largo plazo, recordemos que el último ajuste a la tarifa se realizó en el 2011), este resultado es completamente esperable. Sin embargo, también demuestra incapacidad (o falta de voluntad) por parte de las empresas distribuidoras para ajustar sus programas de demanda a las variaciones en los costos marginales de la energía.

Esta situación plantea un desafío para el mercado eléctrico dominicano. En general los mercados eléctricos tienden a ser altamente concentrados en el segmento de generación. De hecho, en los lineamientos de la Comisión Federal de Regulación de Energía de Estados Unidos (FERC), se establece que un mercado de generación está altamente concentrado en

aquellos casos en que el Índice de Herfindahl-Hirschman es superior a 2,500(Federal Energy Regulatory Commission, 2011).

Por tanto, la respuesta de la demanda a las variaciones en los precios es la principal herramienta para mitigar los efectos de los comportamientos anti-competitivos por parte de los agentes. El mercado eléctrico mayorista dominicano opera en condiciones de oligopolio, en el cual los actores, debido al mecanismo de formación de precios existente, pueden decidir la cantidad ofertada mas no el precio. Es bien sabido que en mercados con estas características, el margen entre el precio de equilibrio del mercado y el costo marginal depende de manera inversa de la elasticidad precio de la demanda (Church & Ware, 2000).

Es por esto que la capacidad de reacción de la demanda es fundamental para reducir el impacto de la estructura oligopólica del mercado de generación sobre el bienestar social. Los resultados de esta investigación sugieren que las variaciones en los costos marginales no están afectando la cantidad de energía que las empresas retiran.

Por consiguiente, una recomendación de política que se desprende de este trabajo es la necesidad de implementar tarifas flexibles que reflejen los costos del sistema, de tal forma que los usuarios finales del servicio tengan la opción de planificar su consumo considerando esta información. La experiencia en otros mercados es que la masificación de las tarifas horarias o de tiempo de uso ha impactado positivamente en la respuesta de la demanda de electricidad (incluso de corto plazo) a los cambios en el costo del servicio.

Finalmente, es preciso señalar que en el mercado eléctrico dominicano existen grandes usuarios que tienen la capacidad de negociar directamente con sus proveedores los precios

a los que compran la electricidad, por lo que es necesario el estudio del comportamiento de la demanda de los mismos. Lo anterior complementaría los resultados obtenidos en esta investigación, permitiendo tener una configuración más completa de los determinantes del consumo de electricidad en nuestro país.

Referencias Bibliográficas

- Beenstock, M., Goldin, E., & Nabot, D. 1999. The Demand for Electricity in Israel. *Energy Economics*, **21(2)**, 168-183.
- Bernstein, M.A., & Griffin, J. 2006. *Regional Differences in the Price-Elasticity of Demand for Energy*. National Renewable Energy Laboratory.
- Bohi, D.R. 1981. *Analyzing Demand Behavior: A Study of Energy Elasticities*. Baltimore: Johns Hopkins Press.
- Church, J.R., & Ware, R. 2000. *Industrial Organization: A Strategic Approach*. Boston: Irwin McGraw Hill.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia. 2010. Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2015. *Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Diciembre 2014*. Disponible en: http://cdeee.gob.do/transparencia/?wpfb_dl=1651.
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2016. *Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Diciembre 2015*. Disponible en: http://cdeee.gob.do/transparencia/?wpfb_dl=1292.
- Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2017. *Informe de Desempeño del Sector Eléctrico Diciembre 2016*. Disponible en: http://cdeee.gob.do/transparencia/?wpfb_dl=1651.

- D'Errico, M. C., & Bollino, C. A. 2015. Bayesian Analysis of Demand Elasticity in the Italian Electricity Market. *Sustainability*, **7(9)**, 12127-12148.
- Durbin, J., & Watson, G.S. 1951. Testing for Serial Correlation in Least Squares Regression II. *Biometrika*, **38**, 159-178.
- Engle, R.F., & Yoo, B.S. 1987. Forecasting and Testing in Co-Integrated Systems. *Journal of Econometrics*, **35**, 143-159.
- Fan, R. J., & Hyndman, S. 2011. The Price Elasticity of Electricity Demand in South Australia. *Energy Policy*, **Volume 39, Issue 6**, 3709-3719.
- Fan, R.J., & Hyndman, S. 2008. *Density Forecasting for Long-Term Peak Electricity Demand*. Disponible en: <http://www.buseco.monash.edu.au/depts/ebs/pubs/wpapers/2008/wp6-08.pdf>.
- Federal Energy Regulatory Commission. 2011. Analysis of Horizontal Market Power Under the Federal Power Act. *Docket No. RM11-14-000*.
- Fezzi, C. 2007. *Econometric Models for the Analysis of Electricity Markets*. Tesis Doctoral, Universita' Di Bologna. Disponible en: http://amsdottorato.unibo.it/433/1/tesi_dottorato_carlofezzi.pdf.
- Gobierno Dominicano. 2004. *Letter of Intent, Supplementary Memorandum of Economic Policies, and Technical Memorandum of Understanding - Dominican Republic*. Disponible en: <http://www.imf.org/external/np/loi/2004/dom/01/index.htm>.
- Gobierno Dominicano. 2005. *Letter of Intent, Memorandum of Economic and Financial*

- Policies and Technical Memorandum of Understanding - Dominican Republic*. Disponible en: <http://www.imf.org/external/np/loi/2005/dom/011405.pdf>.
- Hamilton, J.D. 1994. *Time Series Analysis*. Princeton University Press.
- Hausman, J.A., Kinnucan, M., & McFadden, D. 2015. A Two-Level Electricity Demand Model. Evaluation of the Connecticut Time-of-Day Pricing Test. *Sustainability*, **7**, **12127-12148**.
- Hogan, W.W. 2014. *Time-of-Use Rates and Real-Time Prices*. Disponible en: https://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Hogan_TOU_RTP_Newark_082314.pdf.
- Lin, M., Lucas Jr, H.C., & Shmueli, G. 2013. Research Commentary—Too Big to Fail: Large Samples and the P-Value Problem. *Information Systems Research*, **24(4)**, **906-917**.
- Mahadeva, L., & Robinson, P. 2004. Unit Root Testing to Help Model Building. *Bank of England. Handbook in Central Banking*, **No. 22**.
- Maslyuk, F., & Smyth, R. 2008. Unit Root Properties of Crude Oil Spot and Futures Prices. *Energy Policy*, **Vol. 36, Issue 7**. **2591-2600**.
- Ministerio de Estado de Industria y Comercio. 2000. Resolución SEIC-202-00.
- Ministerio de Hacienda de la República Dominicana. 2003. *Comentarios al Informe sobre “Los efectos de la compra por parte del Gobierno de las empresas Edenorte y Edesur sobre las finanzas públicas, el sector eléctrico y la gobernabilidad de la República Dominicana”*. Disponible en: http://hacienda.gob.do/dependencias/politica_legislacion_

tributaria/otras_publicaciones/2009/ComentariosalinformesobrelacompraUF.pdf.

NRECA International, LTD. 2004. Análisis de Tarifas y Subsidios en el Sector Eléctrico de la República Dominicana. *Contrato USAID/ CA No. 517-A-00-03-00117-00*.

Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad 125-01. 2002.

Reiss, P.C. 2005. Household Electricity Demand, Revisited. *Review of Economic Studies*, **72**, 853-883.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2009a. Resolución SIE-44-2009.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2009b. Resolución SIE-47-2009.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2010. Resolución SIE-265-2010.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2011a. Resolución SIE-132-2011.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2011b. Resolución SIE-140-2011.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2012. Resolución SIE-374-2012.

Superintendencia de Electricidad de la República Dominicana. 2013. Resolución SIE-041-2013.

Taylor, T.N., Schwarz, P.M., & Cochell, J.E. 1999. 24/7 Hourly Response to Electricity Real-Time Pricing With Up to Eight Summers of Experience. *Energy Economics*, **21(2)**, **168-183**.

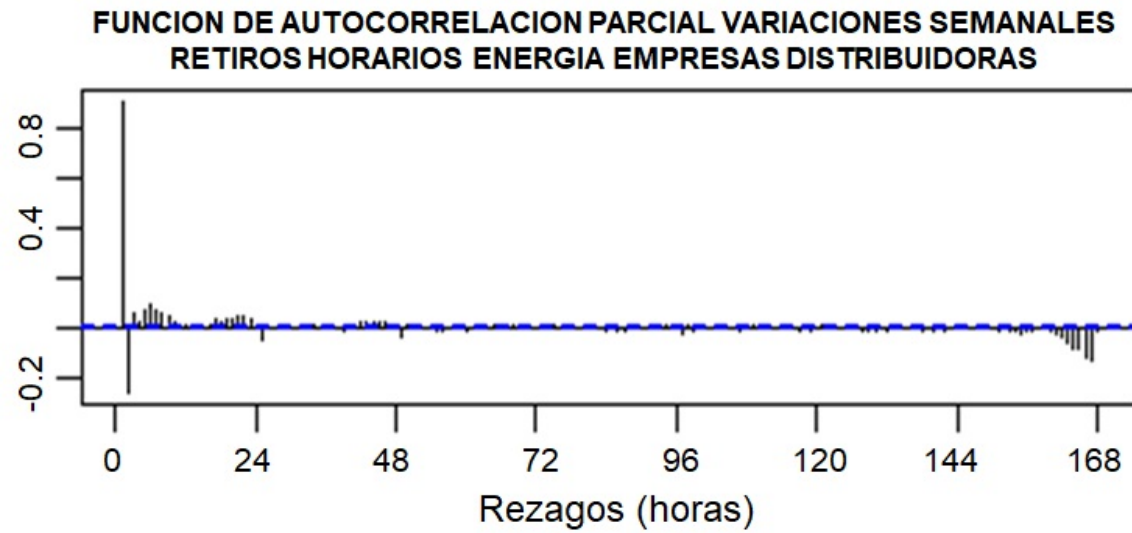
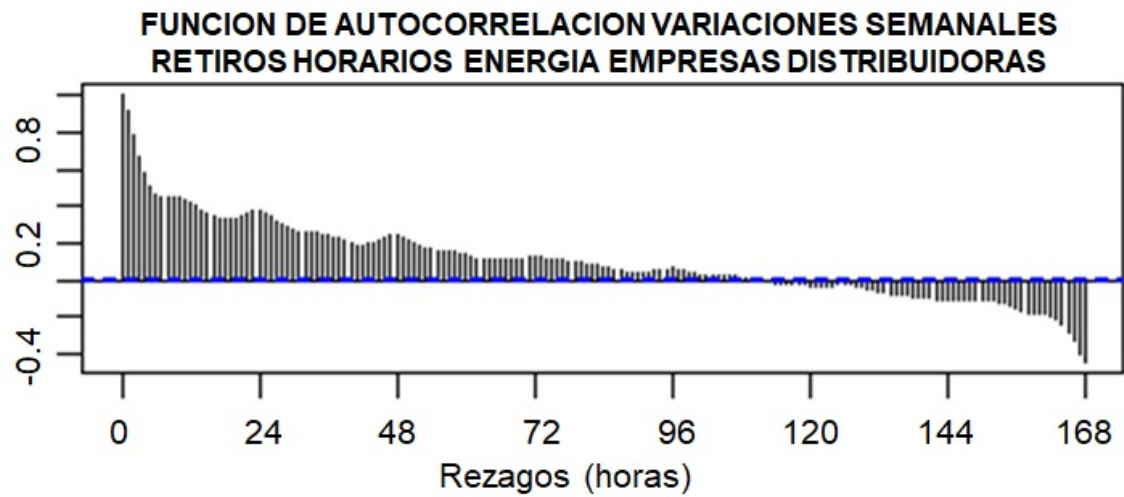
The Economist Intelligence Unit. 2015. El Futuro del Sector Eléctrico en la República Dominicana.

Trust Company of the West v. Corporación Dominicana de Empresas Eléctricas Estatales. 2009. *Settlement, Transfer and Mutual Release Agreement*.

Vásquez-Ruiz, H., & Rivas Cueto, R. 2012. Estimación del Tipo de Cambio Real de Equilibrio en la República Dominicana. *Banco Central de la República Dominicana. Serie de Estudios Económicos*, **No. 8**.

Anexos

Anexo 1



Anexo 2

TESTS DE RAIZ UNITARIA EN RETIROS DE ENERGIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y COSTO MARGINAL

TEST DE DICKEY FULLER AUMENTADO SIN CONSTANTE

Variable	Serie en Niveles		Serie en Diferencias Semanales		Cantidad de Rezagos
	Estadístico	Valor p	Estadístico	Valor p	
RETIROS EDESUR	-2.521**	0.012	-33.409***	<0.01	24
RETIROS EDENORTE	-1.419	0.156	-33.900***	<0.01	24
RETIROS EDEESTE	-1.441	0.150	-33.202***	<0.01	24
COSTO MARGINAL	-2.561	-0.010	-31.044***	<0.01	24
RETIROS EDESUR	-0.011	0.992	-32.865***	<0.01	168
RETIROS EDENORTE	-0.060	0.953	-31.679***	<0.01	168
RETIROS EDEESTE	-0.146	0.884	-33.697***	<0.01	168
COSTO MARGINAL	-0.730	0.465	-36.589***	<0.01	168

La columna "Estadístico" contiene el valor del estadístico de prueba del test de Dickey Fuller Aumentado, sin constante y sin tendencia. (**) y (***) indican que el estadístico tiene un nivel de significancia de 5% y 1%, respectivamente.

TESTS DE RAIZ UNITARIA EN RETIROS DE ENERGIA DE LAS EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y COSTO MARGINAL

Series en Niveles	TEST DE DICKEY FULLER AUMENTADO CON CONSTANTE			TEST DE PHILLIPS PERRON CON CONSTANTE			Cantidad de Rezagos
	ADF-Test	Intercepto		PP-Test	Intercepto		
		Coefficiente	Estadístico t		Coefficiente	Estadístico t	
RETIROS EDESUR	-21.419***	12530.0***	21.27	-42.219***	29520.0***	52.51	24
RETIROS EDENORTE	-13.224***	6916.0***	13.15	-43.624***	29860.0***	57.57	24
RETIROS EDEESTE	-12.281***	5849.0***	12.20	-40.258***	25930.0***	53.77	24
COSTO MARGINAL	-8.031***	39.6***	7.61	-31.119***	211.1***	38.90	24
RETIROS EDESUR	-4.195***	2631.0***	4.22	-74.56***	29520.0***	52.51	168
RETIROS EDENORTE	-3.985***	1963.0***	4.00	-90.828***	29860.0***	57.57	168
RETIROS EDEESTE	-4.384***	2022.0***	4.40	-83.889***	25930.0***	53.77	168
COSTO MARGINAL	-2.647*	13.0*	2.55	-67.760***	211.1***	38.90	168
Series en Diferencias							
Semanales							
RETIROS EDESUR	-33.401***	18.5	0.23	-77.490***	28.0	0.33	24
RETIROS EDENORTE	-33.900***	17.2	0.25	-89.968***	26.5	0.36	24
RETIROS EDEESTE	-33.202***	18.2	0.25	-85.216***	29.1	0.39	24
COSTO MARGINAL	-31.044***	0.2	0.92	-119.835***	0.5	0.21	24
RETIROS EDESUR	-32.830***	37.1	0.52	-106.955***	28.0	0.33	168
RETIROS EDENORTE	-31.682***	29.0	0.48	-131.108***	26.5	0.36	168
RETIROS EDEESTE	-33.701***	36.2	0.57	-118.648***	29.1	0.39	168
COSTO MARGINAL	-36.589***	0.4	0.19	-177.152***	0.5	0.21	168

(*), (**), y (***) indican que el estadístico tiene un nivel de significancia de 10%, 5%, y 1%, respectivamente. La columna "ADF-Test" contiene el valor del estadístico de prueba del test de Dickey Fuller Aumentado con constante y sin tendencia. La columna "PP-Test" tiene el valor del estadístico de prueba del test de Phillips Perron, con constante y sin tendencia. Las columnas "Coeficiente" y "Estadístico t" contienen los valores de la constante en cada caso y de su correspondiente estadístico t. Nótese que la cantidad de rezagos opera de manera distinta en cada test: mientras que en el test ADF, estos se usan para determinar el número de términos autorregresivos incluidos en el modelo, en el test de Phillips-Perron estos se utilizan para calcular el estimador de Newey-West de las varianzas.

TESTS DE RAIZ UNITARIA VALORES MENSUALES DE LAS VARIABLES EXOGENAS

TEST DE DICKEY FULLER AUMENTADO SIN CONSTANTE

Variable	Serie en Niveles		Serie en Diferencias Mensuales		Cantidad de Rezagos
	Estadístico	Valor p	Estadístico	Valor p	
COBROS EDESUR	0.548	1.000	-10.951***	<0.001	1
COBROS EDENORTE	0.856	1.000	-10.357***	<0.001	1
COBROS EDEESTE	0.242	1.000	-11.978***	<0.001	1
INDICE MEN. ACT. ECON.	1.974	1.000	-11.094***	<0.001	1
PRECIO FUEL OIL #6	-0.658	0.512	-6.473***	<0.001	1
PRECIO GAS NATURAL	-1.161	0.248	-6.542***	<0.001	1
COBROS EDESUR	0.746	1.000	-7.689***	<0.001	2
COBROS EDENORTE	1.056	1.000	-6.758***	<0.001	2
COBROS EDEESTE	0.581	1.000	-8.871***	<0.001	2
INDICE MEN. ACT. ECON.	2.481	1.000	-8.822***	<0.001	2
PRECIO FUEL OIL #6	-0.584	0.560	-5.998***	<0.001	2
PRECIO GAS NATURAL	-0.999	0.320	-6.186***	<0.001	2

La columna "Estadístico" contiene el valor del estadístico de prueba del test de Dickey Fuller Aumentado, sin constante y sin tendencia. (***) indica que el estadístico tiene un nivel de significancia de 1%.

Anexo 3

VALORES DE AIC Y BIC PARA INCLUSION DE DISTINTOS REZAGOS EN MODELO REGRESION LINEAL DINAMICA EN PRIMERAS DIFERENCIAS

Cantidad de Rezagos	AIC			BIC		
	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
1	2001338	1976861	1979630	2001732	1977245	1980014
2	1997882	1972081	1975990	1998276	1972475	1976383
3	1997874	1972072	1975708	1998277	1972475	1976111
4	1997874	1972055	1975566	1998286	1972467	1975978
5	1997673	1971759	1975272	1998094	1972180	1975693
6	1996864	1971173	1975023	1997295	1971604	1975454
7	1996546	1970438	1974854	1996987	1970879	1975294
8	1996253	1969883	1974808	1996703	1970332	1975258
9	1996041	1969595	1974769	1996501	1970055	1975228
10	1995965	1969539	1974714	1996433	1970007	1975183
11	1995964	1969540	1974639	1996442	1970018	1975117
12	1995953	1969539	1974622	1996440	1970026	1975109
13	1995919	1969521	1974592	1996416	1970018	1975088
14	1995917	1969482	1974569	1996423	1969988	1975075
15	1995916	1969426	1974557	1996432	1969942	1975072
16	1995917	1969342	1974550	1996442	1969867	1975075
17	1995895	1969230	1974548	1996429	1969764	1975082
18	1995853	1969182	1974531	1996397	1969726	1975075
19	1995755	1969145	1974498	1996308	1969698	1975051
20	1995602	1969115	1974393	1996164	1969678	1974955
21	1995452	1969090	1974203	1996024	1969662	1974774
22	1995232	1968955	1973941	1995813	1969536	1974522
23	1995076	1968872	1973789	1995666	1969462	1974379
24	1995062	1968868	1973787	1995662	1969467	1974386

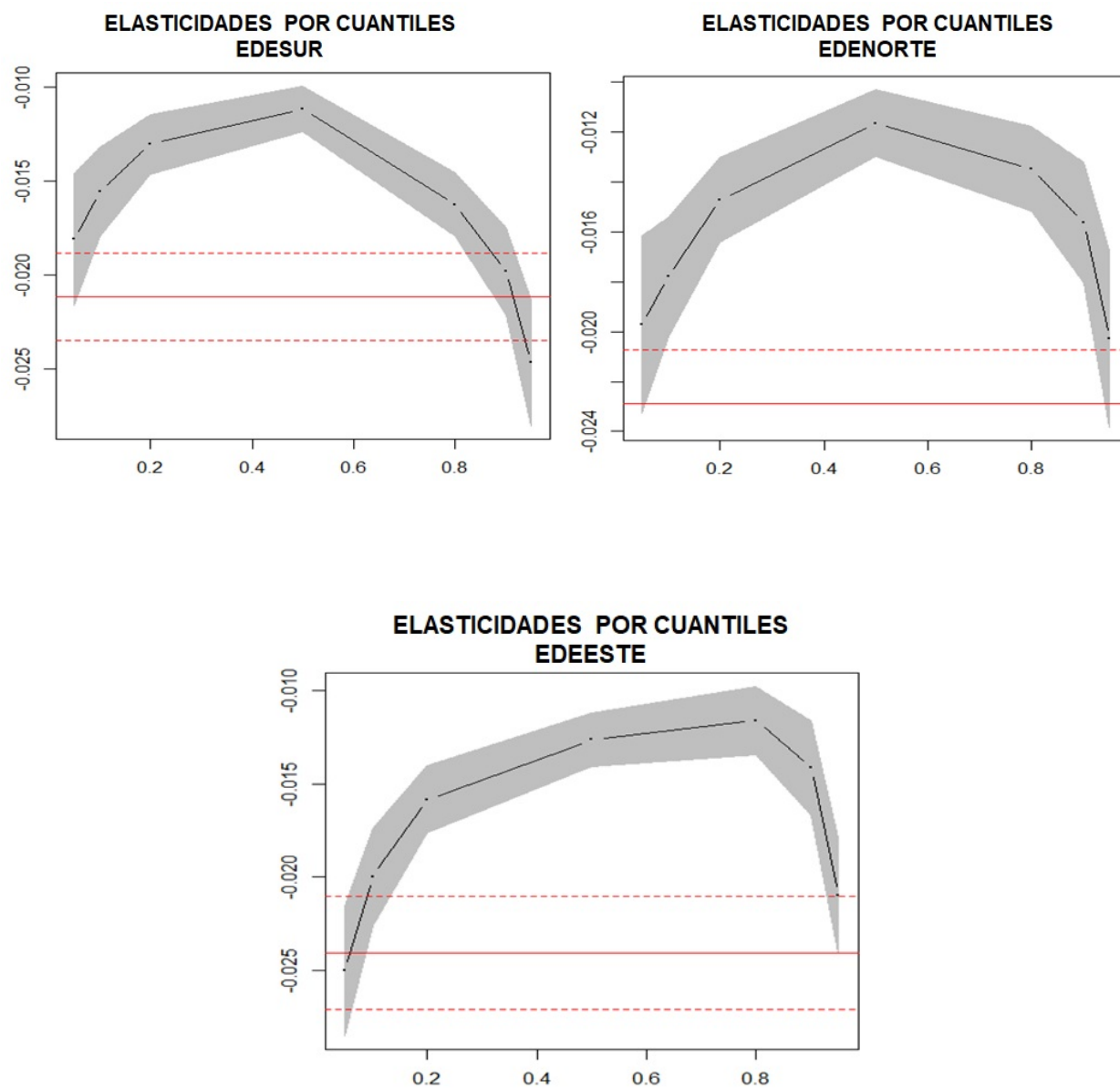
Anexo 4

ELASTICIDADES PRECIO DEMANDA EN CADA HORA DEL DIA

HORA	EDESUR	EDENORTE	EDEESTE
1	-0.005	-0.0185	-0.017
2	-0.011	-0.0135	-0.011 *
3	-0.021	-0.0193	-0.008
4	-0.030 ***	-0.0166	-0.017
5	-0.024	-0.0259 **	-0.017
6	-0.013	-0.0145	-0.017
7	-0.009 **	-0.0133	-0.019
8	-0.009 *	-0.0200	-0.014
9	-0.022	-0.0187	-0.008
10	-0.016	-0.0185	-0.010
11	-0.005 **	-0.0127	-0.012
12	-0.008	-0.0040 **	-0.012
13	-0.006 *	-0.0104	-0.011
14	-0.020	-0.0094	-0.018
15	-0.014	-0.0180	0.003
16	-0.024 **	-0.0122	-0.017
17	-0.023 **	-0.0091	-0.026 ***
18	-0.019	-0.0194	-0.017
19	-0.016	-0.0213 *	-0.024 ***
20	-0.011	-0.0184	-0.008
21	-0.009	-0.0147	-0.013
22	-0.015	-0.0159	-0.010
23	-0.012	-0.0102	-0.015
24	-0.014	-0.0037 ***	-0.020 **

(*), (**), (***), indican que la diferencia entre la elasticidad en esa hora y la elasticidad del modelo sin restricción es estadísticamente significativa a nivel de 10%, 5% y 1%, respectivamente.

Anexo 5



Elasticidades se obtuvieron con modelo log-log. El área en gris es el intervalo de confianza de 95%. La línea roja sólida es el coeficiente obtenido por MCO, y las entrecortadas el intervalo de confianza de 95%.

Anexo 6

SUMARIO RESULTADOS ESTIMACION MODELO REGRESION LINEAL DINAMICA EN NIVELES

PERCENTIL	EDESUR			EDENORTE			EDEESTE		
	Coefficiente	Valor t	Valor p	Coefficiente	Valor t	Valor p	Coefficiente	Valor t	Valor p
COSTO MARGINAL	23300.0***	56.08	<0.001	17430***	52.24	<0.001	14200***	42.31	<0.001
COBROS	1.59E-06***	17.62	<0.001	3.51E-06***	6.78	<0.001	1.31E-06**	2.50	0.013
PRECIO FUEL OIL 6	-7.92***	-49.08	<0.001	-5.76***	-44.87	<0.001	-4.75***	-36.49	<0.001
PRECIO GAS NATURAL	2.50***	1.82	0.069	1.47	1.29	0.195	0.10	0.08	0.935
INDICE MEN. ACT. ECON.	151.5***	17.62	<0.001	73.97***	8.13	<0.001	114.70***	13.80	<0.001
INTERCEPTO	-1.63E+05***	-51.09	<0.001	-1.20E+05***	-44.48	<0.001	-1.01E+05***	-38.35	<0.001
RETIROS _{t-1}	1.17***	347.29	<0.001	1.09***	321.35	<0.001	1.10***	325.01	<0.001
RETIROS _{t-2}	-0.39***	-74.77	<0.001	-0.40***	-80.69	<0.001	-0.41***	-81.64	<0.001
N Obs	87648			87648			87648		
R ²	0.926			0.932			0.936		
R ² Ajustado	0.926			0.932			0.936		
Error Estándar Residuos	21680			18020			18310		
Estadístico F	37510 (29 grados de libertad), valor-p <0.001			41410 (29 grados de libertad), valor-p <0.001			44090 (29 grados de libertad), valor-p <0.001		
D-W	2.02, valor p: <0.001			1.98 valor p: 0.003			1.993, valor p: 0.140		

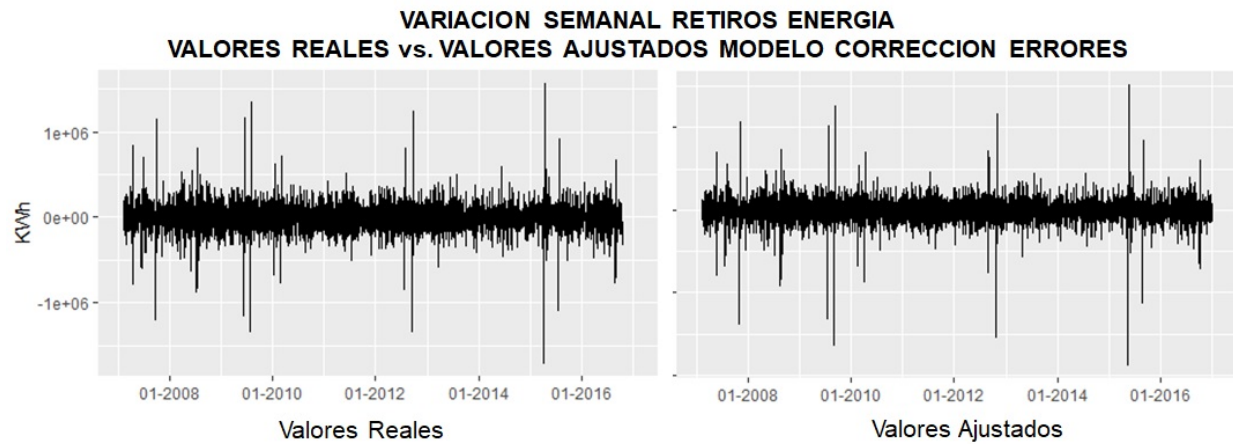
(*), (**), (***) indican que el coeficiente es significativo a nivel de 10%, 5%, y 1%, respectivamente. Los coeficientes representa los elementos de la relación de cointegración.

TESTS DE RAIZ UNITARIA EN RESIDUOS REGRESION EN NIVELES

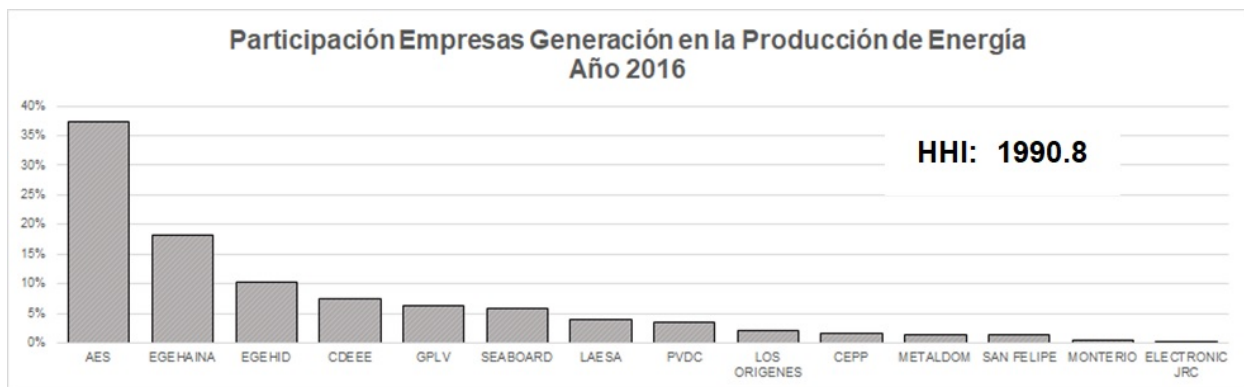
Variable	TEST DE DICKEY FULLER AUMENTADO SIN CONSTANTE		Cantidad de Rezagos
	Serie en Niveles		
	Estadístico	Valor p	
RESIDUO MODELO EDESUR	-45.56***	<0.001	24
RESIDUO MODELO EDENORTE	-63.60***	<0.001	24
RESIDUO MODELO EDEESTE	-63.08***	<0.001	24
RESIDUO MODELO EDESUR	-9.57***	<0.001	168
RESIDUO MODELO EDENORTE	-12.34***	<0.001	168
RESIDUO MODELO EDEESTE	-13.81***	<0.001	168

La columna "Estadístico" contiene el valor del estadístico de prueba del test de Dickey Fuller Aumentado, sin constante y sin tendencia. (***) indica que el estadístico tiene un nivel de significancia de 1%. Los valores críticos utilizados son los de Engle & Yoo (1987).

Anexo 7



Anexo 8



Fuente: elaboración propia con informaciones del Organismo Coordinador del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.